CANADA

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

En ce qui concerne une enquête publique
sur les questions se rapportant à la

Commission d'Énergie du Nord Canadien

Juin 1985

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

En ce qui concerne une enquête publique
sur les questions se rapportant à la

Commission d'Énergie du Nord Canadien

Juin 1985

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1985

No. du Cat. NE22-1/1984-2F
ISBN 0-662-92490-8

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles auprès du:

Bureau du soutien de la réglementation
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 998-7204

Imprimé au Canada

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:

Regulatory Support Office
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 998-7204

Printed in Canada

Exposé et comparutions

RELATIVE À la Loi sur l'Office national de l'énergie et ses paragraphes d'application 22(2) et 20(3);

RELATIVE À une enquête sur les questions se rapportant à la Commission d'énergie du Nord canadien, sous le numéro de référence 1970-3/N28-1

ENTENDUE: À Whitehorse (Yukon) les 4, 5, 6, 7, 8, 9, 11 et 12 février 1985 et à Yellowknife (Territoires du Nord-Ouest) les 4, 5, 6, 7, 8, 11, 12 et 13 mars 1985.

DEVANT:

J.R. Hardie	Membre présidant
W.G. Stewart	Membre
E.S. Bell	Membre
J.M. Heath	Membre
R.A. Laking	Membre

COMPARUTIONS:

H.D. Williamson	Commission d'énergie du Nord canadien
M. Hampton	Association des collectivités du Yukon
P. Jenkins	Ville de Dawson
T. Gorrel	Ville de Whitehorse
K. Anderson	Ville de Yellowknife
C. Johnson L. Pettijohn	Cominco Ltée & Pine Point Mine Limited
M.V. McDill G.D. Baker	Cyprus Anvil Mining Corporation
P.L. Miller	Esso Ressources Canada Limitée
D. Fox	Chambre de commerce de Frobisher Bay
J.G. Gilmour	Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest
W. Smart	Gouvernement du Yukon
J. Carstairs	ICG Utilities (Plains - Western) Ltd.
D. Hill	Chambre de commerce d'Inuvik
J. Anawak	Chambre de commerce de Keewatin
A. Berger O.C. Patton	Résidents de Dawson
F. Roberts	Résident de Whitehorse
C.A. Dent	Association des municipalités des Territoires du Nord-Ouest
T.H. Detlor	Ville d'Inuvik
T.A. Dickson	United Keno Hill Mines Limited
B. Woloshyniuk	Chambre de commerce de Whitehorse
W. Lengerke	Chambre des Mines du Yukon
C.K. Sheard	Yukon Electrical Company Limited
M. Byblow	Nouveau parti démocratique du Yukon
P. Nugent	Association des enseignants du Yukon
J. Morel	Conseiller juridique de l'Office

Table des matières

	Page
Exposé et comparutions	(i)
Abréviations	(v)
Définitions	(vi)
1 INTRODUCTION	1
2 RÉSUMÉ DES PRINCIPALES RECOMMANDATIONS	3
3 ZONES TARIFAIRES	9
3.1 Zones tarifaires du Yukon	9
3.2 Zones tarifaires des T.N.-O.	12
4 BASE DES TAUX	15
4.1 Introduction	15
4.2 Whitehorse n^{o} 4	15
4.2.1 Rétrospective	15
4.2.2 Résumé de la preuve	16
4.2.3 Prudence de la décision de construire Whitehorse n^{o} 4	18
4.2.4 Coût de Whitehorse n^{o} 4	19
4.2.5 Traitement de Whitehorse n^{o} 4 aux fins d'établissement des taux	19
4.3 Aménagement d'électricité à Aishihik	20
4.3.1 Rétrospective	20
4.3.2 Résumé de la preuve	20
4.3.3 Prudence des dépassements de coûts	21
4.4 Nouvel état de la dépréciation accumulée selon la méthode linéaire	21
4.5 Durée des actifs des installations en service	22
4.5.1 Centrales hydro-électriques	22
4.5.2 Centrales à groupes électrogènes diesel	22
4.5.3 Étude de dépréciation	22
4.6 Actifs reçus en don	23
4.6.1 Actifs d'installations reprises de la Couronne	23
4.6.2 Contributions en vue de la construction	23
4.6.3 Remboursement des assurances - Actifs détruits	23
4.7 Lignes de transport d'électricité jusqu'à Johnson's Crossing - Zone tarifaire hydro du Yukon	24
4.8 Compteurs	25
4.9 Groupes électrogènes diesel attribués de façon erronée à d'autres zones tarifaires	25
4.10 Révision aux ajouts d'installations de l'année d'essai	25
4.11 Exclusion de la centrale de 7,5 MW desservant Pine Point Mines	25
4.12 Provision pour le fonds de roulement	25
4.12.1 Provision pour le fonds de roulement en espèces	25
4.12.2 Réduction de l'inventaire du combustible à Faro - Zone tarifaire hydro du Yukon	26
4.12.3 Moyenne de 13 mois pour les inventaires	26
4.13 Résumé des redressements de la base des taux	26
5 TAUX DE RENDEMENT	29
5.1 Généralités	29
5.1.1 Mémoire	29
5.1.2 Taux d'intérêt composé	29
5.1.3 Prêts sans intérêt	29
5.2 Emprunt à reporter	30
5.3 Prêts à remettre et à radier	30
5.3.1 Whitehorse n^{o} 4	31

5.3.2 Aishinik 31
5.3.3 Actifs qui ne sont pas en service 31
5.3.4 Sous-recouvrement de la dépréciation 31
5.4 Taux de rendement de la base des taux 32

6 BESOINS DE RECETTES 33

6.1 Introduction 33
6.2 Dépenses d'exploitation et d'entretien 33
6.2.1 Généralités 33
6.2.2 Prévisions de la charge et de la production 34
6.2.3 Salaire, traitements et avantages sociaux 34
6.2.4 Dépenses de combustible 34
6.2.5 Autres dépenses d'exploitation et d'entretien 35
6.2.6 Autres questions 35
6.3 Dépenses de dépréciation 36
6.4 Armortissement du crédit reporté 36
6.5 Rendement de la base des taux 37
6.6 Répartition des besoins de recettes du siège social 37
6.6.1 Revenu sur l'intérêt 37
6.6.2 Attribution des coûts du siège social aux zones tarifaires de chauffage, d'eau et d'égouts des T.N.-O. 38
6.7 Attribution des besoins de recettes du bureau régional 38
6.8 Résumé des besoins de recettes par zone tarifaire 38

7 ÉTUDE DE LA RÉPARTITION COMPLÈTE DU COÛT DU SERVICE 39

7.1 Introduction 39
7.1.1 Étude de la répartition complètedu coût du service 39
7.1.2 Système comptable 40
7.1.3 Répartition des coûts du siège social et du bureau régional entre les zones tarifaires 40
7.2 Méthodes de sectorisation 40
7.3 Méthodes de classement 40
7.3.1 Base des taux de production 40
7.3.2 Dépenses d'exploitation liées à la production 41
7.3.3 Base des taux et dépenses de distribution 42
7.3.4 Redevances et crédits particuliers 42
7.4 Méthodes de répartition 44
7.4.1 Classe industrielle secondaire(Service interruptible) 45
7.4.2 Éclairage des rues 45
7.4.3 Facteur de répartition des coûts de la demande 46
7.5 Ventes internes 49
7.6 Répartition des pertes de lignes 50
7.7 Facteur de pondération des clients 51
7.7.1 Classes des clients industriels (primaires) et des clients en vrac 51
7.7.2 Classe des clients industriels (secondaires) 51
7.7.3 Nombre de client 51
7.8 Zone tarifaire de chauffage et zone tarifaire d'eau et d'égouts des T.N.-O. 52

8 CONCEPTION DES TAUX 53

8.1 Contrats 53
8.2 Johnson's Crossing 53
8.3 Taux des services d'électricité 53
8.3.1 Facturation de la demande - Unités de mesure 53
8.3.2 Taux résidentiels 54
8.3.3 Taux du service général 54

8.3.4 Taux industriels 55
8.3.5 Taux de vente en vrac 56
8.3.6 Taux du service interruptible 56
8.3.7 Clients - Redevances particulières 57
8.3.8 Énoncé du barème des taux - Facturation de la demande 57
8.3.9 Taux d'éclairage des rues 57
8.4 Taux du service de chauffage 57
8.5 Taux des services d'eau et d'égouts 57
8.6 Clauses de redressement au titre du combustible 58
8.7 Clauses de redressement au titre de la production thermique 58
8.8 Modalités de fournitures du service 58

9 RÉGLEMENTATION DE LA CENC À L'AVENIR 65

9.1 Généralités 65
9.2 Méthode de réglementation 65
9.3 Approbation des projets 66
9.4 Modifications de la Loi sur la CENC 66

10. AUTRES QUESTIONS 67

10.1 Entente de vente de la centrale de Field (C.-B.) 67
10.2 Exploitation de services publics autres que l'électricité 67

Annexes

A. Rétrospective
B. Résumé des principales recommandations du rapport de l'ONE d'août 1983
C. Ordonnance de l'Office n^{o} EHR-1-84
D. Ordonnance de l'Office n^{o} AO-1-EHR-1-84
E. Ordonnance de l'Office n^{o} AO-2-EHR-1-84
F. Détails des redressements de la base des taux de l'année d'essai
G. Calcul du taux de rendement de la base des taux selon le mémoire
H. Résumé des emprunts à reporter et après révision dans le cadre de Whitehorse n^{o} 4
I. Résumé des emprunts à remettre et à radier
J. Calcul du taux de rendement recommandé de la base des taux
K. Détails des redressements aux besoins de recettes de l'année d'essai
L. Détails des besoins de recettes de l'année d'essai, par classe de clients et dans chaque zone tarifaire, selon les recommandations de l'Office.

Abréviations

AFUDC	Allocation pour les fonds utilisés durant la construction
APPA	American Public Power Association
B.C. Hydro	British Columbia Hydro and Power Authority
BTU	British Thermal Unit
CAMC ou Cyprus Anvil	Cyprus Anvil Mining Corporation
CENC ou la Commission	Commission d'énergie du Nord canadien
Cominco	Cominco Ltd.
Con	Con Mine
Dome	Dome Petroleum Limited
GT.N.-O.	Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest
GW.h	Gigawatt-heure (1 000 000 kW.h)
GY	Gouvernement du Yukon
ICG	ICG Utilities (Plains-Western) Ltd.
kV	kilovolt
kV.A	kilovolt-ampère
kW	kilowatt
kW.h	kilowatt-heure
Loi sur la CENC canadien	Loi sur la Commission d'énergie du Nord
Loi sur l'ONE	Loi sur l'Office national de l'énergie
MW	mégawatt (1 000 kW)
MW.h	mégawatt-heure
NARUC	National Association of Regulatory Utility Commissioners
ONE ou l'Office	Office national de l'énergie
Pine Point Mines	Pine Point Mines Limited
T.N.-O.	Territoires du Nord-Ouest
UKHM	United Keno Hill Mines Limited
YECL ou Yukon Electrical	Yukon Electrical Company Limited

Définitions

Année de base	Période de douze mois consécutifs se terminant le dernier jour de l'année financière la plus récente pour laquelle des renseignements financiers réels sont disponibles. Aux fins de la présente enquête, l'année de base va du 1er avril 1983 au 31 mars 1984
Année d'essai	Une période de douze mois consécutifs représentant la période au cours de laquelle les nouveaux tarifs seront probablement en vigueur. Aux fins de la présente enquête, l'année d'essai est la période du 1er avril 1985 au 31 mars 1986.
Année provisoire	Une année provisoire est l'année ou les années entre l'année de base et l'année d'essai. Aux fins de la présente enquête, il s'agit de l'année financière du 1er avril 1984 au 31 mars 1985
Classification des coûts	Dans ue étude de la répartition complète des coûts, il s'agit du processus de classement des coûts sectorisés utilisés conjointement par les classes de service en fonction des éléments de coûts liés à la demande, à l'énergie et aux clients aux fins de répartition entre les classes de clients et de manière à ce que les coûts unitaires se rapportant à la demande, à l'énergie et aux clients puissent être déterminés pour chaque classe de client.
Coût de la demande	Coûts liés à la demande de puissance (c.-à-d. kW) et que l'on suppose varier en fonction de cette dernière, comme une partie des coûts de production, les coûts de transport et de distribution d'électricité.
Coût d'énergie	Coûts, tels que ceux du combustible, qui sont liés à la production ou à la consommation d'énergie et qui varient en fonction de celle-ci.
Coût lié au client	Coûts que l'on suppose être liés au nombre de clients et qui varient en fonction de ce dernier, comme les compteurs, le relevé des compteurs, le matériel de service et une partie de la distribution.
Directives sur les prix administrés	Programme de restriction de "6 et 5"
Demande de pointe coincidente (méthode)	Répartition des coûts de l'élément demande entre les classes de clients conformément à la demande de chaque classe au moment de la pointe du réseau
Demande de pointe non coincidente (méthode)	Répartition des coûts de l'élément demande entre les classes de clients conformément à la demande de chaque classe sans tenir compte de la demande de la classe au moment de la pointe du réseau.
Élasticité de la demande	Le ratio (ou le quotient) du changement en pourcentage de la quantité de la demande d'un bien sur le changement de prix en pour cent, tout en gardant tout le reste constant. La demande est élastique lorsque la valeur absolue du quotient dépasse l'unité et elle est inélastique lorsque cette valeur est inférieure à l'unité. La demande est utilisée ici selon le sens que l'on attribue à ce terme en économique (c.-à-d. la quantité d'un bien requise par les clients) et non en électrotechnique (kilowatts), de telle sorte que l'on peut avoir une élasticité de prix de la demande d'énergie et une élasticité de prix de la demande de puissance (ou d'électricité).
Facteur de charge	Le rapport en pourcentage de la charge moyenne en kilowatts fournie pendant une période donnée sur la charge maximale ou de pointe en kilowatts qui a lieu au cours de cette période. On peut aussi calculer le facteur de charge en multipliant par cent le nombre de kilowatts-heures de la période et en divisant par le produit de la demande maximale en kilowatts et du nombre d'heures de la période.

Fonds de stabilisation hydro-électrique	Dans les réseaux hydro-électriques, un fonds de réserve est établi pendant les années de crue en exigeant des clients des recettes qui dépassent les coûts de fourniture du service. De cette façon, on obtient un tampon ou une réserve financière permettant de compenser les années d'étiage et d'offrir des tarifs plus stables d'une année à l'autre
Le Nord et au nord du 60e parallèle	Le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest.
Les Commissions territoriales ou Les Commissions	La Commission des services d'électricité du Yukon et la Commission des services publics des Territoires du Nord-Ouest
Moyenne de treize mois	On obtient une moyenne de 13 mois en faisant la somme du solde d'ouverture de l'année d'essai et des soldes de fin de chaque mois de l'année d'essai et en divisant le total par 13.
Organisme fédéral de réglementation	L'unique organisme fédéral de réglementation proposé pour réglementer la CENC
Rapport d'août 1983	Office national de l'énergie, relative à une enquête publique sur les questions se rapportant à la Commission d'énergie du Nord canadien (août 1983)
Rationalisation des tarifs	La rationalisation des tarifs selon la description d'un témoin de la CENC, dans l'extrait suivant de la transcription du 20 juin 1983 - page 1551, Structure tarifaire rationalisée est la terminologie qu'applique la Commission, surtout dans la zone tarifaire des Territoires du Nord-Ouest, tandis que la multiplicité actuelle des structures tarifaires applicables à chaque collectivité ou zone qui reçoit les services serait graduellement éliminée en faveur d'un nombre plus petit de structures tarifaires communes applicables à des collectivités précises ou à des zones de tarif des Territoires du Nord-Ouest, en tenant compte du type de production disponible
Répartition des coûts	Dans un étude de la répartition complète des coûts, il s'agit de l'attribution du coût classé aux classes de service au moyen des techniques de répartition prescrites.
Sectorisation	Dans une étude de répartition complète des coûts, il s'agit de la répartition préliminaire des coûts selon les fonctions exécutées par le réseau d'électricité. Les principales fonctions du réseau sont: la production, le transport et la distribution. La sous-sectorisation est la ventilation sectorielle des principales fonctions en activités aux coûts subis particuliers. La sectorisation est réalisée en grande partie au moyen d'un système comptable uniformisé. La comptabilité sectorielle consiste aussi à répartir les divers coûts entre les niveaux de tension ou selon d'autres critères de ventilation qui aident à classer les coûts.
Tarifs nivelés (comme mentionné par la CENC)	Tous les clients de la même catégorie d'un territoire sont facturés à des tarifs identiques
Transport de transit	L'utilisation des installations de transport d'électricité d'un réseau aux fins d'acheminement de l'électricité d'un autre réseau et pour le compte de ce dernier.
Valeur de service	Le prix maximal qu'un client est prêt à payer pour un produit ou service donné en fonction de son désir d'obtention du produit ou du service et de sa capacité de paiement.

Chapitre 1
Introduction

En juin et juillet 1983, l'Office national de l'énergie a tenu une enquête publique sur la Commission d'énergie du Nord canadien. (Voir l'annexe A sur les renseignements rétrospectifs se rapportant à la CENC). Cette enquête a été tenue à la demande du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources qui avait lui-même reçu une demande du ministre des Affaires indiennes et du Nord qui était responsable de la CENC. Le ministre des Affaires indiennes et du Nord avait demandé que l'ONE réexamine la détermination du coût de service, de la conception des taux, des principes généraux d'établissement des taux et la méthode de réglementation de la CENC, ainsi que les modifications éventuelles dont on aura besoin dans la Loi sur la CENC en ce qui concerne la détermination des taux et que l'ONE le conseille sur tous ces points.

Dans la délimitation des sujets de l'enquête publique de 1983, l'Office a indiqué, dans son allocution d'ouverture, qu'il n'avait pas l'intention de déterminer ni les besoins de recettes ni les taux exacts devant être exigés par la CENC, mais bien plutôt de traiter des politiques et des principes à adopter en ce qui concerne la CENC afin de satisfaire aux exigences de responsabilité publique et financière envers le gouvernement fédéral.

Dans son rapport d'août 1983, intitulé; "Relative à une enquête publique sur les questions se rapportant à la Commission d'énergie du Nord canadien," l'Office avait fait un certain nombre de recommandations relatives à la structure et aux opérations de la Commission, au cadre de réglementation, aux besoins de recettes, à la capitalisation, à l'approbation et au financement des projets de grande envergure et à la conception tarifaire. L'annexe B présente un résumé de ces recommandations.

Le rapport actuel a été préparé en réponse à une autre demande présentée, en 1984, par le ministre des Affaires indiennes et du Nord au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, selon laquelle il cherchait l'aide de l'Office national de l'énergie pour lui fournir des conseils plus particuliers sur les questions tarifaires se rapportant à la Commission d'énergie du Nord canadien.

Afin d'obtenir les renseignements nécessaires pour lui permettre de rédiger le présent rapport, l'Office national de l'énergie a tenu une enquête publique fixée par son ordonnance n^{O} EHR-1-84 (voir annexe C), telle que modifiée par la suite par les ordonnances modificatrices n^{O} AO-1-EHR-1-84 (voir annexe D) et n^{O} AO-2-EHR-1-84 (voir annexe E). L'enquête a porté sur les questions relatives aux recettes de la Commission d'énergie du Nord canadien et à la détermination des taux fondés sur les coûts qui peuvent être exigés par la CENC du 1er avril 1985 au 31 mars 1986 inclusivement.

L'enquête a été menée aux termes du paragraphe 22(2) de la Loi sur l'Office national de l'énergie. L'objet de l'enquête est décrit en détail dans l'annexe I à l'ordonnance de l'Office n^{O} EHR-1-84 et porte en général sur un examen des zones tarifaires proposées par la CENC et de la base des taux proposés, des besoins de recettes et de la conception des taux de chacune de ces zones tarifaires, pour l'année d'essai allant du 1er avril 1985 au 31 mars 1986 afin de présenter des recommandations pertinentes sur les taux de la CENC.

Comme l'exige le paragraphe 3 de l'ordonnance n^{O} EHR-1-84, la Commission d'énergie du Nord canadien a déposé auprès de l'Office, le 19 novembre 1984, un mémoire ainsi que la preuve en chef écrite à l'appui. Ces documents ont été établis par la CENC pour répondre aux questions, à étudier à l'enquête, décrites à l'annexe I de l'ordonnance n^{O} EHR-1-84. En supplément aux questions décrites à l'annexe I, les documents déposés se sont aussi penchés sur le financement des avoirs.

Bien que l'Office ait mené l'enquête en vertu de la Partie II de la Loi qui le régit, il a abordé l'examen du mémoire de la CENC à la lumière des principes qu'il a adoptés aux termes de la Partie IV de la Loi, pour la détermination des taux qui doivent être perçus par les autres services publics relevant de sa compétence.

La CENC avait été requise de déposer une conception tarifaire fondée sur la recommandation de l'Office, telle que décrite dans la section 4.4 du rapport d'août 1983, selon laquelle chacun des territoires devrait

avoir deux zones tarifaires pour l'électricité: une zone tarifaire pour l'hydro-électricité (zone tarifaire hydro) et une zone tarifaire pour l'électricité produite par des groupes électrogènes diesel (zone tarifaire diesel).

L'Office a examiné la base tarifaire de la CENC, en particulier pour ce qui est des installations utilisées dans la fourniture du service et, du fait de savoir si les dépenses liées à une installation particulière avaient été subies de façon prudente et en conséquence si leur coût devrait être imputé aux clients de la CENC. Lorsque les installations de la CENC avaient été utilisées pour la fourniture d'un service bien avant l'année de base, du 1er avril 1983 au 31 mars 1984, l'Office n'était pas convaincu qu'il serait utile de s'interroger sur les décisions fondamentales d'aménagement de ces installations, mais il était disposé à entendre la preuve quant à la prudence des coûts subis.

Selon les recommandations de son rapport d'août 1983, l'Office avait exigé que la CENC dépose les détails sur la dépréciation, y compris la dépréciation accumulée, sur une base linéaire. Toutefois, il a indiqué qu'il était disposé à étudier la preuve et les mémoires sur les méthodes de dépréciation des actifs, qui auraient été établies selon d'autres critères que la base linéaire sur la vie utile.

De façon analogue, les besoins de recettes de la CENC, pour l'année d'essai, ont été étudiés pour chaque zone tarifaire. Les postes de coût du service que l'Office a examinés comprenaient, sans toutefois s'y limiter, les coûts d'exploitation et d'entretien, les coûts de combustible, les taux de dépréciation et les imputations résultant de la dépréciation des installations, les coûts du siège social et du bureau régional et leur répartition ainsi que le rendement sur la base des taux.

Aux fins de la présente enquête publique, on a considéré que le rendement sur la base des taux serait le coût de la dette lié aux actifs utilisés et utiles. Bien que l'Office ait recommandé dans son rapport d'août 1983 sur la CENC, que la Commission devrait disposer d'un certain financement des avoirs, l'Office a considéré que son mandat dans la présente enquête était de faire enquête et de rendre compte sur les recettes et les tarifs de la CENC, compte tenu de la façon selon laquelle la Commission est constituée actuellement. Par conséquent, il n'a ni entendu ni retenu la preuve portant sur le futur rôle possible des avoirs dans la structure financière de la CENC et sur le taux de rendement qui devrait être autorisé sur de tels avoirs.

Finalement, l'Office a examiné les propositions de conception des taux pour chaque zone tarifaire. En particulier, l'Office s'est penché sur la relation existant entre les besoins de recettes et les taux proposés par la CENC pour diverses classes de clients de chaque zone tarifaire.

Le but de l'Office dans la présente enquête était de déterminer des taux justes fondés sur le coût de fourniture du service. Le fait de savoir si et dans quelle mesure ces taux devraient être subventionnés, a été considéré comme un élément dépassant la portée de l'enquête.

L'enquête a débuté le 4 février 1985 à Whitehorse (Yukon) avec des séances quotidiennes, à l'exception près du 10 février 1985, jusqu'au 12 février 1985. L'enquête a repris le 4 mars 1985 à Yellowknife (Territoires du Nord-ouest) et s'est clôturée le 13 mars 1985, avec des séances quotidiennes, à l'exclusion des 9 et 10 mars 1985.

Une preuve verbale et des mémoires écrits ont été reçus d'un grand nombre de parties intéressées, y compris les gouvernements territoriaux, les municipalités, les services publics d'électricité, les sociétés minières, les associations d'hommes d'affaires, les groupes d'intérêt public et les particuliers.

Chapitre 2
Résumé des principales recommandations

Après avoir étudié les exigences de la Loi sur la CENC, l'Office constate que les taux établis conformément à ladite Loi ne seraient ni justes ni raisonnables si l'on utilisait les critères qui sont normalement suivis par l'Office dans l'établissement des taux de service public. Par exemple, la Loi ne tient pas compte de la dépréciation comme telle, mais à sa place, elle prescrit que la CENC perçoive dans ses taux des fonds suffisants pour faire les remboursements du principal de tous les prêts non remboursés, sans tenir compte du fait que les prêts soient liés ou non aux actifs effectivement en service. Ce qui précède et d'autres dispositions de la Loi sur la CENC ont incité l'Office à recommander dans son rapport d'août 1983 que les taux de la CENC soient établis au moyen d'une méthode fondée sur le rapport du taux de rendement sur la base des taux afin de déterminer les besoins de recettes. L'Office avait aussi recommandé que la CENC calcule les dépenses de dépréciation selon une méthode linéaire et que des besoins distincts de recettes soient déterminés pour une zone hydro et une zone diesel dans chaque territoire.

Le mémoire que la CENC a déposé le 19 octobre 1984 et qui fait l'objet de la présente enquête publique, avait suivi la méthode du rapport du taux de rendement sur la base des taux pour la détermination des besoins de recettes de l'année d'essai. Il s'est également servi d'une étude de la répartition complète des coûts du service pour la conception des taux.

Après avoir étudié le mémoire de la CENC sous l'angle des pratiques de réglementation et des concepts de réglementation des taux, l'Office en a conclu qu'un certain nombre de redressements sont nécessaires pour s'assurer que des taux justes et raisonnables et fondés sur les coûts sont établis. Les taux que l'Office a calculés en se fondant sur ses conclusions sont justes et raisonnables dans un contexte de réglementation; toutefois, il est évident que certains des taux résultants pourraient atteindre des niveaux que divers clients et agglomérations desservis par l'électricité de groupes électrogènes diesel ne pourraient pas s'offrir. Bien que la question du fait de savoir si et dans quelle mesure ces taux devraient être subventionnés dépassait la portée de la présente enquête, l'Office observe qu'il semble bien exister un besoin permanent d'une certaine forme de subvention dans le Nord.

Les principales recommandations de l'Office sont décrites ci-après.

Whitehorse n^{O} 4

Dans sa base des taux de la zone tarifaire hydro du Yukon, la CENC a inclus le groupe turbo-alternateur installé au barrage des rapides de Whitehorse et appelé Whitehorse n^{O} 4. Ce groupe, mis en service en 1984, a été inclus dans les installations en service de l'année d'essai de la CENC à un coût d'environ 61 300 000 $. Toutefois, étant donné que le marché prévu à l'origine ne s'est pas matérialisé, on prévoit que Whitehorse n^{O}4 sera excédentaire aux besoins de production du réseau pendant l'année d'essai. Par conséquent, l'Office considère que l'on ne peut pas strictement considérer Whitehorse n^{O} 4 comme étant "utilisé et utile" et recommande que Whitehorse n^{O}4 soit éliminé de la base des taux et soit inscrit comme "actif de classification particulière". Toutefois, l'Office note que la CENC se sert actuellement de Whitehorse n^{O} 4 pour la production de la charge de base de son réseau étant donné que c'est l'installation la plus efficace à Whitehorse. Il recommande donc que la CENC soit autorisée à déduire les dépenses de dépréciation sur Whitehorse n^{O} 4. Toutefois, il recommande aussi qu'aucun rendement à gagner ne soit autorisé sur Whitehorse n^{O} 4 jusqu'à ce que son rendement de production soit considéré comme étant nécessaire pour satisfaire une partie de la charge du réseau; à ce moment-là, les frais d'immobilisations non dépréciés de Whitehorse n^{O} 4 devraient être progressivement introduits dans la base des taux. (Voir section 4.2).

Centrale d'Aishihik

La CENC avait aussi inclus le coût total de construction des installations hydro-électriques d'Aishihik dans la base des taux de la zone tarifaire hydro du Yukon. La plus grande partie de ces installations a été construite entre 1973 et 1976. Les travaux ont en-

traîné d'importants dépassements de coût, attestés par les coûts définitifs d'environ 39 300 000 $, à comparer aux prévisions initiales d'environ 16 800 000 $. Après avoir étudié les renseignements contenus dans deux rapports qui ont été rédigés sur le dépassement des coûts et après avoir tenu compte de la preuve présentée au cours de la présente enquête, l'Office recommande qu'environ 10 200 000 $ se rapportant à Aishihik soient éliminés de la base des taux de l'année d'essai. (Voir section 4.3)

Durée des actifs des centrales hydro-électriques

La CENC a pris en hypothèse, aux fins de son mémoire, que la durée des actifs de ses centrales hydro-électriques était de 30 à 50 ans. L'Office recommande que l'on se serve de 65 ans pour l'année d'essai de toutes les centrales hydro-électriques, sauf pour Mayo, et que la CENC retienne les services d'un expert-conseil pour effectuer une étude de dépréciation. (Voir section 4.5).

Centrale-chaufferie d'Inuvik détruite dans un incendie

En 1983, la centrale-chaufferie de la CENC, âgée de 25 ans et située à Inuvik, a été détruite dans un incendie. À ce moment-là, elle avait une valeur comptable nette d'environ 595 000 $. La centrale-chaufferie a été remplacée au cours de l'année provisoire, soit du 1er avril 1984 au 31 mars 1985, à un coût d'environ 6 000 000 $ entièrement couvert par les produits d'assurance. La CENC a inclus la somme de 6 000 000 $ dans la base des taux de son année d'essai. L'Office recommande que l'excédent des produits d'assurance par rapport à la valeur comptable nette des actifs détruits soit inscrit sous forme de crédit reporté à titre de compensation aux 6 000 000 $ inscrits comme coût initial. (Voir section 4.6.3).

Ligne de transport jusqu'à Johnson's Crossing

Le mémoire de la CENC reflétait aussi les prévisions de la Commission selon lesquelles elle construirait, au cours de l'année provisoire, une ligne de transport d'électricité, au coût de 800 000 $, entre Whitehorse et Johnson's Crossing, raccordant de ce fait Johnson's Crossing au réseau hydro-électrique. Par conséquent, la CENC a inclus Johnson's Crossing dans la zone tarifaire hydro du Yukon. L'Office note que la ligne de transport d'électricité n'a pas été construite pendant l'année provisoire. L'Office n'est pas convaincu que la CENC construira la ligne de transport d'électricité pendant l'année d'essai; il a donc éliminé, de la base des taux de la zone tarifaire hydro du Yukon, le coût prévu pour la ligne de transport d'électricité et la dépréciation accumulée y associée. Toutefois, l'Office est convaincu que Johnson's Crossing peut être raccordé au réseau hydro-électrique au moyen d'une ligne de distribution que s'apprête à construire la Yukon Electrical Company Limited (YECL) et, par conséquent, il a laissé Johnson's Crossing dans la zone tarifaire hydro du Yukon. Néanmoins, l'Office recommande que, aussi longtemps que Johnson's Crossing continue d'être desservi par la CENC au moyen de groupes électrogènes diesel, on devrait imputer aux clients de la CENC, résidant dans cette agglomération, les taux conçus pour la zone tarifaire diesel du Yukon. (Voir sections 4.7, 6.2.4 et 8.2).

Taux de rendement

Aux fins de la présente enquête, l'Office avait demandé à la CENC de calculer son taux de rendement comme le coût de la dette liée aux actifs utilisés et utiles. À cet égard, la Commission avait déterminé un taux d'intérêt composé pour la dette. Ce taux avait été appliqué à la base des taux de chaque centre de coût et de chaque zone tarifaire de la CENC.

L'Office considère qu'il est pertinent que la CENC se serve d'un taux d'intérêt composé. Toutefois, l'Office considère que, au niveau de toute la Commission, le total des prêts non remboursés utilisé dans le calcul du taux d'intérêt composé de l'année d'essai devrait être égal à la base des taux de l'année d'essai. Pour y arriver, l'Office recommande que divers prêts soient reportés ou remis par le gouvernement fédéral et reportés ou radiés, selon le cas, par la CENC. Concurremment à ses recommandations sur la base des taux, l'Office recommande que:

1) le prêt sans intérêt de la CENC se montant à 7 500 000 $ soit inclus dans le calcul du taux d'intérêt composé;

2) la somme de 1 850 000 $ des prêts en souffrance de Whitehorse nº 4 soit remise et que le solde des prêts non remboursés, engagés à l'égard de Whitehorse nº 4, soit reporté et exclu de la détermination du calcul du taux d'intérêt composé de l'année d'essai;

3) les prêts associés aux coûts éliminés de la base des taux par l'Office pour les dépassements de coût d'Aishihik soient remis et radiés;

4) les prêts associés aux actifs qui ne sont pas en service soient remis et radiés; et

5) les prêts relatifs au sous-recouvrement de la dépréciation soient remis et radiés, dans la mesure où c'est nécessaire pour que les prêts non remboursés soient égaux à la base de taux. Le sous-recouvrement de la dépréciation provient du nouvel état établi par la CENC sur la dépréciation accumulée en fonction d'une méthode linéaire au lieu de la méthode mixte à base linéaire et à base d'annuités que la CENC avait utilisée auparavant

pour que la dépréciation coïncide avec les remboursements de prêts.

Une fois appliquées les recommandations sur le taux de rendement, l'Office recommande qu'un taux de rendement de la base des taux égal à 8,64 pour cent (à comparer au taux de 10,1984 pour cent inclus dans le mémoire de la CENC) soit utilisé pour l'année d'essai. (Voir chapitre 5)

Dépenses d'exploitation et d'entretien

En réponse à diverses demandes de renseignements, la CENC a déposé de nombreux tableaux à l'appui de la prévision de ses dépenses d'exploitation et d'entretien pendant l'année d'essai. De grandes augmentations avaient été prévues par rapport à l'année de base en ce qui concerne certaines activités, tandis que des diminutions étaient prévues pour d'autres. Pendant l'année de base, vu que les lignes directrices du Canada sur l'administration des prix s'appliquaient aux taux de la CENC, cette dernière avait reporté divers programmes d'entretien afin de limiter ses coûts. La CENC a déclaré qu'elle avait aussi introduit des perfectionnements à ses méthodes de budgétisation de l'année d'essai. Ces facteurs ont entravé la capacité de comparer les niveaux de dépenses de l'année de base et de l'année d'essai afin de déterminer si les prévisions de l'année d'essai étaient raisonnables. Toutefois, on a déposé comme preuve le dossier des "dépenses réelles par rapport au budget" de la CENC au cours des dernières années. À la lumière de cette preuve, l'Office recommande que la CENC réduise de 3 pour cent ses prévisions des frais de fournitures et de service ainsi que des frais de déplacement pour l'année d'essai. (Voir sections 6.2 à 6.6)

Attribution des coûts du siège social et du bureau régional

Dans son mémoire, la CENC a attribué les besoins de recettes du siège social et du bureau régional à chaque zone tarifaire, proportionnellement aux salaires et traitements directs de la zone. Cette méthode représentait un écart par rapport aux méthodes antérieures de la CENC. L'Office n'est pas convaincu que les salaires et traitements constituent une base pertinente d'attribution de tous les frais du siège social et du bureau régional. Par conséquent, il recommande qu'à l'avenir, la CENC identifie chaque secteur d'activités du siège social et du bureau régional et détermine pour chacun d'eux une base de répartition pertinente. Toutefois, en ce qui concerne l'année d'essai, il accepte la base d'attribution proposée par la CENC et fondée sur les salaires et traitements pour tous les secteurs d'activité, à l'exception de ce qui suit. L'Office est convaincu que la méthode de la CENC n'est pas pertinente pour l'attribution du revenu d'intérêt gagné sur les investissements temporaires en liquidité et que, en outre, cela mène à des augmentations inacceptables des coûts du siège social et du bureau régional attribués à la zone tarifaire de chauffage des T.N.-O. et à la zone tarifaire d'eau et d'égouts des T.N.-O. L'Office est convaincu qu'il serait plus pertinent de répartir les recettes d'intérêt entre les diverses zones tarifaires proportionnellement à la base des taux de chaque zone tarifaire. Il recommande aussi que les sommes attribuées pour l'année d'essai à la zone de chauffage et à la zone d'eau et d'égouts soient déterminées en augmentant les montants des coûts du siège social et du bureau régional, attribués à ces zones dans l'année de base, par les pourcentages d'augmentation des besoins respectifs des recettes du siège social et du bureau régional, entre l'année de base et l'année d'essai. (Voir sections 6.6 et 6.7).

Étude de la répartition complète du coût du service

Après avoir déterminé les besoins de recettes de chaque zone tarifaire, la première étape de la CENC au titre de la conception des taux, était l'achèvement d'une étude de la répartition complète du coût du service. Une telle étude sectorise, classifie et répartit les coûts de telle sorte que les besoins de recettes peuvent être déterminés pour chaque classe de clients d'une zone tarifaire. Les principales questions relatives à la répartition des coûts proposée par la CENC sont décrites ci-après.

Classification des installations de production

La CENC a classifié ses installations de production comme étant liées à la demande à 100 pour cent. L'Office trouve que c'est acceptable pour les centrales de production à groupe diesel. Toutefois, il recommande que les installations hydro-électriques de production et que les dépenses d'exploitation de production hydro-électrique soient classées à raison de 80 pour cent pour la demande et de 20 pour cent pour l'énergie. (Voir sections 7.3.1 et 7.3.2)

Classe secondaire (interruptible)

Dans sa répartition des coûts, la CENC n'a attribué que les coûts liés à l'énergie à la classe secondaire (interruptible). Cette façon de faire a mené à un taux proposé pour la classe égal à 0,961 ¢/kW.h, comparativement aux taux actuels de 3,36 ¢ le kW.h pour l'hôpital de Whitehorse et de 2,478 ¢ le kW.h pour United Keno Hill Mines Limited (UKHM). Ceci a soulevé la question de savoir si la CENC avait sous-attribué les coûts à la classe interruptible et si le taux résultant était nettement trop faible. Après avoir examiné la preuve, l'Office recommande que les taux de la

classe interruptible soient établis d'après la valeur du service (Voir sections 7.4.1 et 8.3.6)

Classe d'éclairage des rues

Dans son mémoire, la CENC proposait de traiter l'éclairage des rues sur une base différentielle aux fins de répartition des coûts. L'Office trouve que ce traitement est inacceptable, car il sous-attribue les coûts à la classe éclairage des rues. Par conséquent, il recommande que la CENC traite l'éclairage des rues comme toute autre classe de clients, aux fins de répartition des coûts. (Voir section 7.4.2)

Demandes résidentielles et commerciales

Afin de calculer les demandes des classes résidentielles et commerciales au titre de la répartition des coûts, la CENC s'est servi d'une formule qui applique le facteur de charge de la classe aux ventes en kW.h, plus les pertes de la classe. Dans chaque zone tarifaire, la CENC avait supposé que les facteurs de charge de la classe commerciale et de la classe résidentielle étaient égaux, respectivement, aux facteurs de charge du réseau plus 1 pour cent et aux facteurs de charge du réseau moins 1 pour cent.

Pendant l'enquête, la formule de la CENC a soulevé de nombreuses inquiétudes et les intervenants avaient suggéré d'autres méthodes. Après avoir examiné toute la preuve, l'Office recommande que pour l'année d'essai, des facteurs de charge respectifs de 45 et 55 pour cent soient pris en hypothèse pour les classes résidentielles et commerciales de toutes les zones tarifaires. L'Office recommande aussi qu'à l'avenir la CENC fasse une étude approfondie des méthodes de détermination de la demande de ses classes résidentielles et commerciales. (Voir section 7.4.3.1)

Demande de Con Mine

Pendant l'enquête, la CENC avait indiqué qu'elle faisait le relevé de la demande de Con Mine au moyen de compteurs de demande instantanée et que les demandes ainsi relevées formaient la base de la demande attribuée à la mine dans la répartition des coûts de la CENC. Cette dernière a expliqué que la nature des opérations de Con Mine rend l'utilisation d'un compteur de la demande instantanée plus pertinent. L'Office avait aussi entendu la preuve de Cominco Ltd. (Cominco) sur l'utilisation d'un compteur de demande instantanée. L'Office trouve qu'il est injuste de fonder la demande de Con Mine sur un compteur de demande instantanée, si la demande de tous les autres grands clients de la CENC est comptée à des intervalles de 15 minutes. Par conséquent, l'Office recommande que, aux fins de répartition des coûts et de conception des taux, la CENC fonde la demande de Con Mine sur un intervalle de 15 minutes. (Voir section 7.4.3.3)

kW contre kV.A

Au cours de l'enquête, la CENC avait indiqué que, dans son mémoire, les demandes de certains de ses clients étaient exprimées en kW, tandis que la demande d'autres clients était exprimée en kV.A. Toutefois, elle a reconnu qu'elle avait utilisé ces deux unités de mesure de façon interchangeable. L'Office recommande que la CENC, dans ses futurs mémoires, se serve seulement des kW ou des kV.A pour la répartition des coûts et que les unités de mesure soient converties au moyen des coefficients pertinents pour réaliser l'uniformité recommandée. (Voir section 7.4.3.4).

Pertes de lignes

Dans son mémoire, la CENC n'a fait aucun distinction entre les pertes des lignes de transport d'électricité et les pertes de lignes de distribution; elle a plutôt attribué toutes les pertes, sur la base des ventes relatives en kW.h, à chaque classe de clients. L'Office note qu'en fait la méthode de la CENC attribue les pertes de lignes de distribution aux clients industriels et aux clients en vrac, même si ces clients n'utilisent pas les installations de distribution. Après avoir examiné diverses propositions avancées à cet égard au cours de l'enquête, l'Office recommande que la CENC d'un facteur de pertes égal à 10 pour cent des ventes aux classes résidentielles, de service général et d'éclairage des rues pour calculer les pertes de distribution attribuables à ces classes. (Voir section 7.6)

Facteurs de pondération des clients

Pour répartir les coûts liés aux clients entre les diverses classes de clients, la CENC a pondéré les clients industriels primaires et les clients en vrac (à l'exception près des clients "en vrac" de la zone tarifare diesel des T.N.-O.) au moyen d'un facteur égal à 80. De nombreux intervenants s'étaient opposés à cette pondération en soutenant qu'elle était trop élevée. L'Office a examiné la façon selon laquelle la CENC était arrivée à ce facteur de 80 et trouve que la méthode n'est pas pertinente. Il recommande qu'un facteur de pondération égal à 50 soit utilisé pour la répartition des coûts des clients industriels (primaires) et des clients en vrac. (Voir section 7.7)

Redevances particulières aux clients

Dans son mémoire, la CENC avait essayé d'identifier les coûts associés aux installations qui ne desservent qu'un seul client ou une seule classe de clients. Ensuite, la CENC, dans sa répartition des coûts, elle

n'avait attribué ces coûts qu'aux clients qui tiraient parti des installations. Toutefois, lorsqu'elle rédigeait son mémoire, la CENC avait aussi pris en hypothèse que toutes les installations de transport d'électricité d'une zone tarifaire étaient interconnectées. Par conséquent, elle pensait qu'il serait contradictoire d'attribuer spécifiquement les installations de transport ou de distribution d'électricité à des clients particuliers ou à des classes particulières de clients. Toutefois, l'Office note que la ligne de transport d'électricité à 138 kV, entre Whitehorse et Faro, avait été construite à la suite d'une entente conclue entre le Gouvernement du Canada et Cyprus Anvil Mining Corporation (CAMC) portant sur la construction d'installations minières à Faro. Il doute qu'en l'absence d'instructions expresses du gouvernement fédéral, la CENC ait construit la ligne en question. Vu les circonstances, l'Office recommande que 85 pour cent des coûts associés à cette ligne soient directement attribués à Cyprus Anvil et que les 15 pour cent restant soient attribués à tous les clients de la zone tarifaire hydro du Yukon, y compris Cyprus Anvil, selon leur demande relative. (Voir section 7.3.4)

Taux résidentiels

Les taux résidentiels que proposaient la CENC dans chaque zone tarifaire comprenaient une redevance aux clients, des taux de bloc décroissants et une facture minimale. L'Office recommande que les taux résidentiels de la CENC comprennent une redevance mensuelle fixe par client et une redevance uniforme d'énergie. (Voir section 8.3.2)

Taux de service général

Dans son mémoire, la CENC a subdivisé la classe commerciale en deux groupes aux fins de la conception des taux - soit un groupe de petit service général et un groupe de grand service général. La CENC avait conçu des taux structurés de façon différente pour chaque groupe. L'Office n'est pas convaincu qu'une distinction soit justifiée entre ces deux groupes aux fins de conception et, dès lors, il recommande qu'un seul ensemble de taux soit conçu dans chaque zone tarifaire, pour la classe commerciale toute entière. En outre, l'Office recommande que les taux prennent la forme d'une redevance mensuelle fixe par client, d'une redevance forfaitaire sur la demande par kW ou kV.A de la demande et d'une redevance uniforme sur l'énergie par kW.h de consommation d'énergie. (Voir section 8.3).

Clause de redressement au titre du combustible et clause de redressement au titre de la production thermique

L'Office note que les barèmes de taux proposés dans le mémoire de la CENC ne contenaient pas de clauses de redressement au titre du combustible ou de clauses de redressement au titre de la production thermique. De telles clauses faisaient partie des barèmes de taux antérieurs de la CEN et avaient été conçues pour protéger la Commission et ses clients de modifications imprévues des prix du combustible diesel et, dans le cas des zones hydro, de la quantité de combustible diesel nécessaire. L'Office considère que ces deux genres de clauses devraient être incorporées dans les barèmes de taux de la CENC pour l'année d'essai. En outre, l'Office recommande qu'à l'avenir la CENC prenne en considération l'application d'un fonds de stabilisation des taux d'hydro-électricité pour les zones tarifaires hydro afin d'éliminer le besoin de redressement des taux au titre de la production thermique. (Voir sections 8.6 et 8.7).

Effet des recommandations de l'Office

L'effet des recommandations de l'Office consiste à réduire de 11 756 000 $ les 96 635 000 $ des besoins de recettes consolidées indiqués dans le mémoire, pour arriver à 84 879 000 $. Il aurait été souhaitable de faire parvenir les recommandations de l'Office à la CENC et de demander à ce service public de déposer des taux qui seraient conformes aux recommandations pour l'approbation finale de l'Office. Toutefois, dans la présente affaire, étant donné le désir d'achever le processus le plus rapidement possible, l'Office a calculé lui-même les taux afin de refléter tous les redressements et toutes les modifications recommandées dans les structures tarifaires. Les taux résultant sont indiqués dans les tableaux qui figurent à la fin du chapitre 8.

Réglementation de la CENC à l'avenir

L'Office continue d'être convaincu qu'il est nécessaire qu'un organisme indépendant examine et approuve les projets d'immobilisation proposés par la CENC avant qu'elle n'entreprenne la construction. L'Office continue aussi d'être convaincu que les taux de la CENC devraient faire l'objet d'un examen et d'une approbation par un organisme de réglementation, selon un cadre qui permette l'apport des parties intéressées. Selon l'Office, aussi longtemps que le gouvernement fédéral reste responsable de la CENC, cette dernière devrait être réglementée par un organisme fédéral de réglementation dûment nommé. Toutefois, l'Office considère aussi que dans le cas où la CENC relèverait des territoires ou passerait au secteur privé, la réglementation des opérations de service public devrait être exécutée par les commissions de service public des territoires respectifs.

Chapitre 3
Zones tarifaires

Dans son ordonnance n^{o} EHR-1-84, l'Office a exigé que la CENC dépose une conception des taux fondée sur les recommandations décrites à la section 4.4. du rapport de l'Office d'août 1983. L'Office y recommandait que chacun des territoires devrait avoir deux zones tarifaires de service public d'électricité: une zone de tarifs d'hydro-électricité (zone hydro) et une zone de tarifs d'électricité produite par des génératrices diesel (zone diesel). En supplément à ces zones tarifaires, le mémoire de la CENC contenait aussi une zone tarifaire distincte pour l'offre d'électricité à Field (Colombie-Britannique) et des zones tarifaires distinctes dans les T.N.-O. pour le service d'eau potable et d'égouts d'une part, et le service de chauffage que fournit la CENC, d'autre part.

Avant 1975, la Loi sur la CENC exigeait que la Commission réexamine et établisse annuellement des tarifs pour les services publics, centrale par centrale, afin que les recettes produites par ces tarifs offrent une compensation suffisante pour les dépenses prévues dans chaque réseau exploité. Dans de nombreuses collectivités éloignées, avant que la CENC n'ait repris l'approvisionnement d'électricité, d'autres organismes gouvernementaux, en plus de leur propre approvisionnement, avaient fourni ces services aux résidents locaux. Un système de tarifs gouvernementaux et non gouvernementaux avait été établi; il avait été repris par la CENC.

Les modifications apportées en 1975 à la Loi sur la CENC ont permis à cette dernière d'établir des tarifs pour les services publics en se fondant sur une zone tarifaire plutôt qu'en le faisant centrale par centrale. Aux termes de la Loi sur la CENC, les T.N.-O. et le Yukon ont été établis comme zones tarifaires distinctes. Bien que la CENC ait été en faveur de l'élimination de la multiplicité des barèmes de taux au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest, elle considérait que le processus d'élimination serait extrêmement long si l'on voulait éviter d'importants changements tarifaires. Bien que certains progrès aient été réalisés au titre de la simplification des barèmes de taux, la multiplicité des taux persistait encore au moment de l'enquête.

Dans le mémoire déposé pour la présente enquête, la CENC n'avait exprimé aucune préférence particulière quant à une proposition de zones tarifaires distinctes. Toutefois, à ce stade-ci de son développement, elle a déclaré qu'elle est en faveur d'une conception des taux qui soit simple à administrer, et elle comprend et est convaincue que l'utilisation d'une "zone tarifaire hydro" et d'une "zone tarifaire diesel", au sein de chacun des territoires, satisfait à ces deux critères.

3.1 Zones tarifaires du Yukon

Dans la zone tarifaire du Yukon, la CENC avait éliminé les tarifs gouvernementaux à la fin des années 70 et, en 1979, la Commission avait annoncé qu'elle s'était donné pour objectif de principe de réaliser des taux uniformes, par catégorie de clients et dans toutes les régions d'approvisionnement, au cours des quelques années qui suivraient. Toutefois, elle a déclaré que cet objectif n'avait pas été atteint à la suite des préoccupations exprimées par la Commission des services publics d'électricité du Yukon. Par conséquent, lorsque des augmentations se sont avérées nécessaires, elle a continué d'appliquer des augmentations tarifaires générales aux clients desservis par l'hydro-électricité, ce qui a eu comme résultat de maintenir la multiplicité des barèmes de taux.

Comme décrit plus haut, le mémoire de la CENC était fondé sur le fait que le Yukon avait été subdivisé en une zone tarifaire hydro et une zone tarifaire diesel.

Comme indiqué sur la carte 1, Dawson est la seule agglomération faisant partie de la zone tarifaire diesel de la CENC.

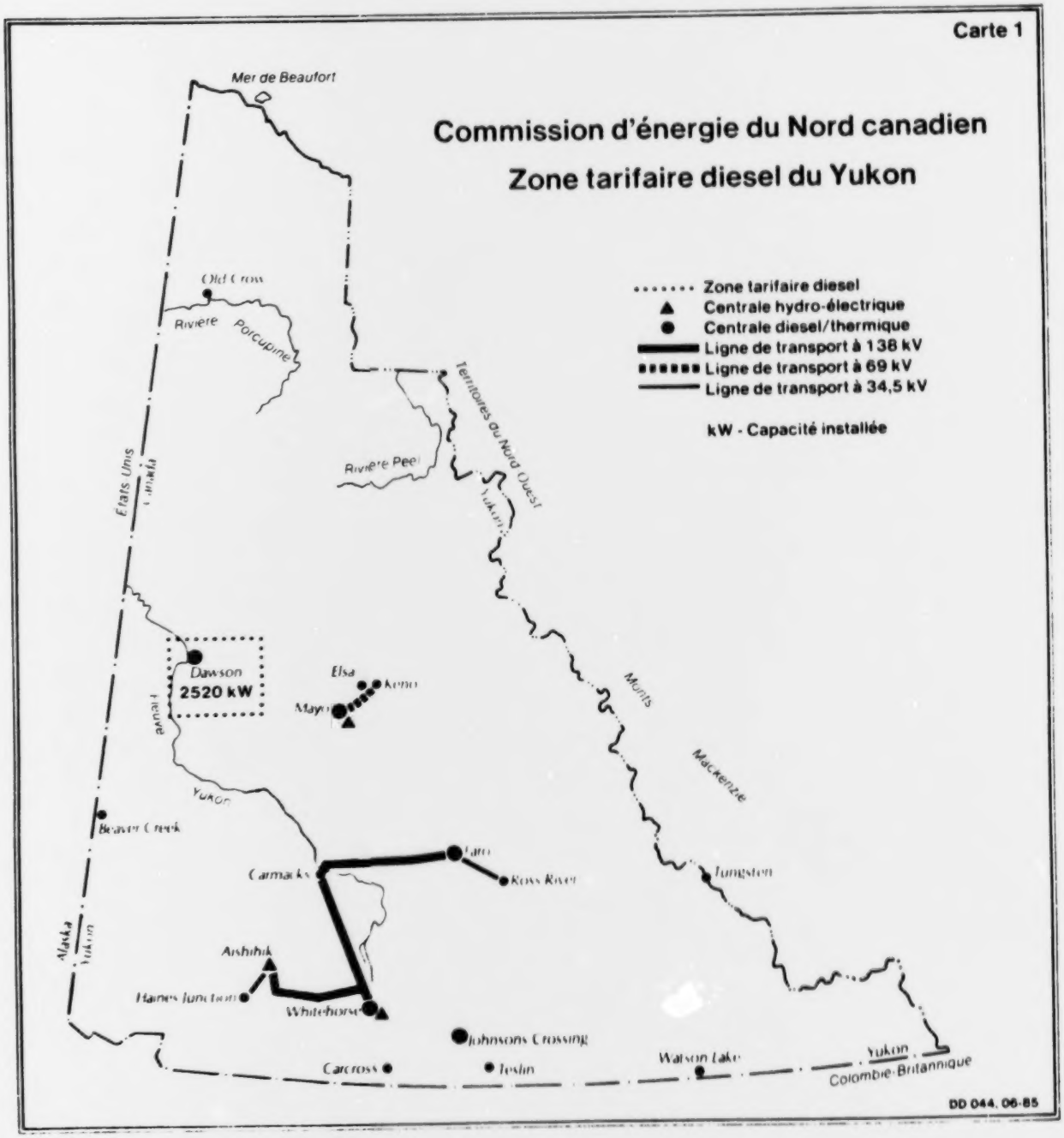
La zone tarifaire hydro, indiquée sur la carte 2, comprend le réseau Whitehorse-Aishihik-Faro, le réseau Mayo et Johnson's Crossing. Cette dernière collectivité a été incluse dans la zone tarifaire d'hydro-électricité même si actuellement elle n'est desservie que par des groupes électrogènes diesel, parce que la CENC s'attendait à ce qu'une ligne de transport ou de distribution d'électricité soit construite au cours de l'année d'essai, entre Whitehorse et Johnson's Crossing.

Bien que la plupart des parties intéressées n'aient formulé aucun commentaire à ce sujet, certains intervenants ont exprimé une certaine inquiétude quant aux zones tarifaires proposées.

Selon l'avis du Gouvernement du Yukon, il est souhaitable qu'il y ait nivellement tarifaire au Yukon, c'est à-dire, qu'une seule zone tarifaire, comprenant à la fois des régions desservies par l'hydro-électricité et des régions desservies par l'électricité des groupes diesel, devrait exister.

Par ailleurs, United Keno Hill Mines a exprimé l'opinion selon laquelle Mayo devrait être traitée comme une zone tarifaire hydro distincte. À l'appui de cette position, elle a souligné que la centrale Mayo est un réseau totalement distinct du réseau Whitehorse Aishihik Faro. Elle ne voyait aucun avantage à ce qu'elle-même ou d'autres clients de Mayo soient inclus dans une zone tarifaire hydro unique avec Whitehorse. UKHM a souligné que ses taux augmenteraient de 170 pour cent et que cette augmentation de coût mènerait à une augmentation correspondante du coût de production de l'argent égale à 2,13 $ l'once. En se fondant sur le prix courant de l'argent qui est de 6,20 $ l'once, UKHM a déclaré que l'augmentation de taux proposée mettrait en péril 200 emplois.

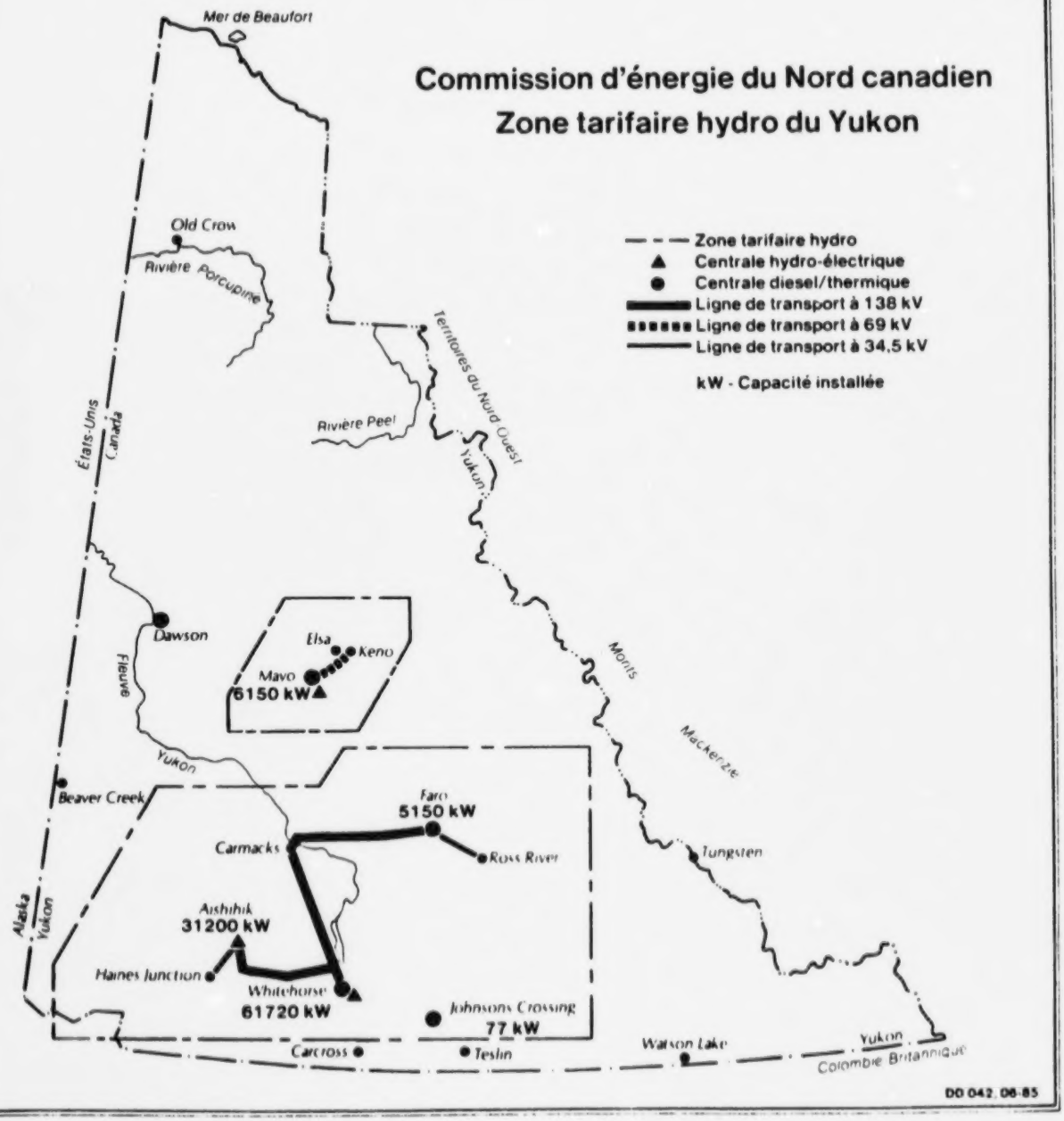
Carte 1



En ce qui concerne l'inclusion des réseaux de Mayo et de Whitehorse-Aishihik Faro dans une seule zone tarifaire d'hydro-électricité, l'Office est convaincu qu'en règle générale, le regroupement d'un grand nombre de centrales, plutôt que d'un nombre restreint de centrales dans une seule zone tarifaire, contribuera à la stabilité des taux, parce que les incidences de faible ou forte hydraulicité, les dépenses d'entretien ou les principaux ajouts d'immobilisation du réseau d'une zone seraient répartis sur un plus grand nombre de clients. L'Office note que bien que les clients de Mayo puissent réaliser des économies modestes au cours de l'année d'essai, si leur tarif était déterminé sur une base distincte, ces économies pourraient être annulées à la suite des dépenses de 6 à 10 millions de dollars prévues par la CENC pour la reconstruction des installations du barrage Mayo.

Après avoir examiné la preuve, l'Office est convaincu que les centrales dont les caractéristiques de production de la charge de base sont analogues devraient être regroupées dans la même zone tarifaire. Par con-

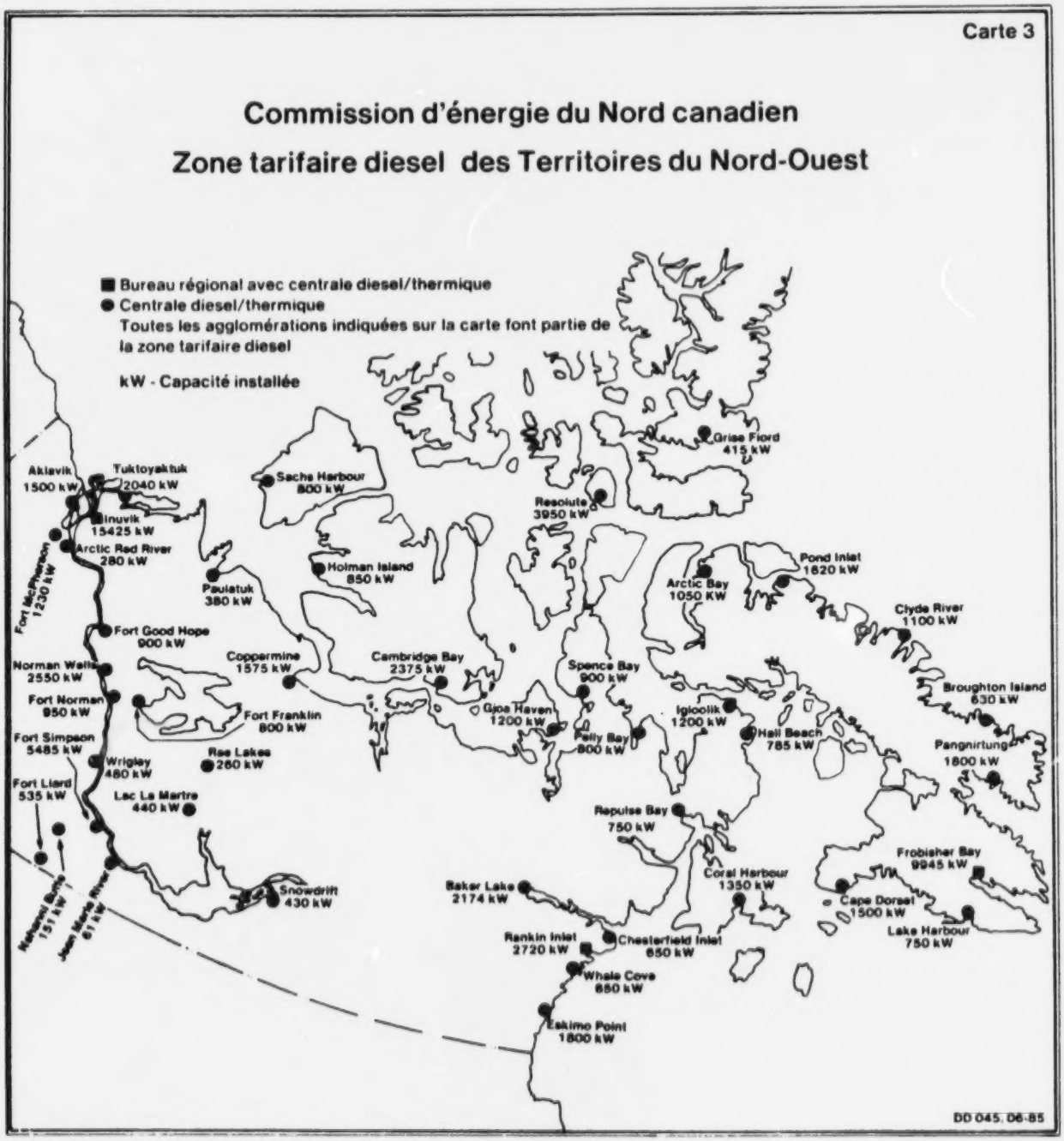
Carte 2



séquent, il considère toujours qu'une zone tarifaire diesel et une zone tarifaire hydro sont nécessaires au Yukon.

3.2 Zones tarifaires des T.N.-O.

Étant donné les différences de coût significatives entre les régions desservies et la prépondérance des régions desservies par des groupes électrogènes diesel, la CENC n'a jamais proposé l'application de tarifs uniformes, par classe de clients, dans la zone tarifaire des T.N.-O. Il était reconnu qu'en opposition aux modifications relativement faibles des taux moyens qui seraient nécessaires pour les clients des servis par l'hydro-électricité dans la zone tarifaire du Yukon pour y permettre l'application de tarifs uniformes, les changements tarifaires devraient être de loin plus importants dans les régions de la zone tarifaire hydro des T.N.-O. pour permettre l'introduction d'une telle politique. Au cours de ces dernières années, un certain nombre de schèmes de remplacement, conçus pour rationaliser les tarifs des services



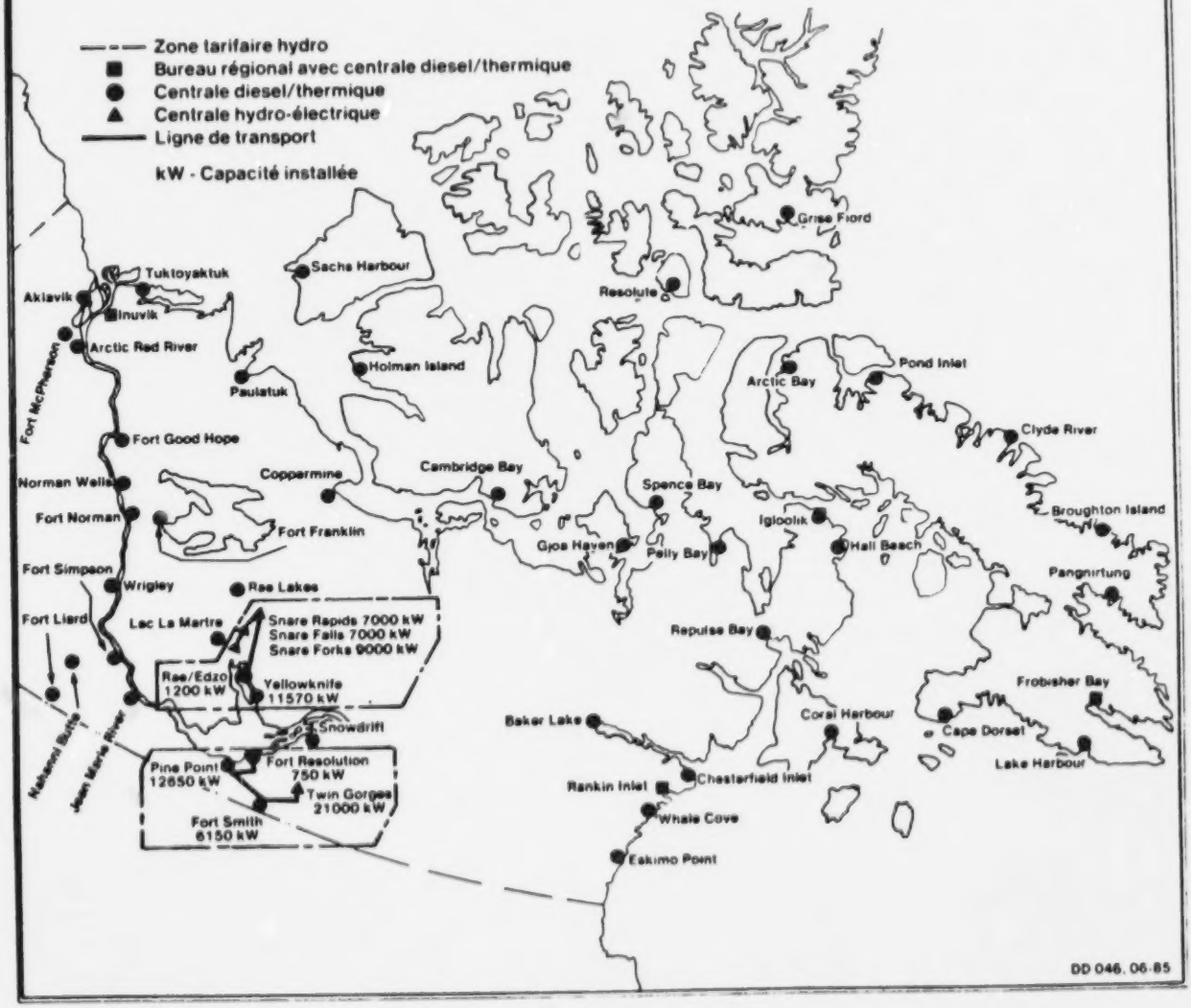
publics dans les T.N.-O., ont fait l'objet d'examen et de discussions avec les parties intéressées, y compris le Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest et la Commission des services publics de T.N.-O., mais aucun concensus n'a été obtenu en matière de zones tarifaires appropriées. Dernièrement, la CENC a essayé de réduire la disparité entre les tarifs gouvernementaux et non gouvernementaux par l'application d'augmentations plus élevées aux tarifs non gouvernementaux, à mesure que des augmentations tarifaires s'avéraient nécessaires. Ces redressements "à la pièce", concurremment aux répercussions des directives sur les restrictions des prix du Canada de ces deux dernières années, ont mené au maintien de barèmes tarifaires individuels dans les collectivités des T.N.-O.

Comme indiqué plus haut, le mémoire de la CENC, déposé dans le cadre de cette enquête, était fondé sur le fait que les Territoires du Nord-Ouest étaient subdivisés en une zone tarifaire hydro et une zone tarifaire diesel pour les services publics d'électricité. En

Carte 4

Commission d'énergie du Nord canadien

Zone tarifaire hydro des Territoires du Nord-Ouest



outre, le mémoire comprenait une zone tarifaire pour le service de chauffage et une autre zone tarifaire pour le service d'eau et d'égouts.

La carte 3 illustre la dispersion géographique qui caractérise les agglomérations faisant partie de la zone tarifaire diesel des T.N.-O.

La zone tarifaire hydro des T.N.-O. qui comprend deux réseaux, l'un au nord et l'autre au sud du Grand lac des Esclaves, est indiquée sur la carte 4.

Cominco et le Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest ont déclaré tous les deux qu'ils appuyaient les zones tarifaires hydro et diesel telles que décrites dans le mémoire.

La Ville d'Inuvik quant à elle, a déclaré qu'une seule zone tarifaire devrait exister dans les T.N.-O., comprenant à la fois les régions desservies par le diesel et l'hydro-électricité. Toutefois, la Ville a poursuivi en déclarant que dans le cas où la décision serait rendue en faveur de l'établissement de zones tarifaires hydro et diesel, alors il faudrait qu'il y ait plus d'une zone tarifaire diesel dans les T.N.-O. pour tenir compte de la grande variation des coûts de combustible d'une agglomération à l'autre.

Ayant examiné la preuve, l'Office est convaincu que les centrales dont les caractéristiques de production de la charge de base sont analogues devraient être regroupées dans la même zone tarifaire. Par conséquent, il reste convaincu qu'il faut une seule zone tarifaire hydro dans les T.N.-O. En ce qui concerne les groupes électrogènes diesel, l'Office est convaincu, bien que la question puisse justifier un nouvel examen à l'avenir, qu'il y a insuffisamment de preuves pour démontrer la nécessité de plus d'une zone tarifaire diesel dans les T.N.-O. à ce moment-ci.

Chapitre 4
Base des taux

4.1 Introduction

Sur une base consolidée, le résumé de la base des taux selon le mémoire de la CENC, les redressements et la base des taux recommandés par l'ONÉ sont donnés aux tableaux 4-1 et 4-2.

Tableau 4-1

Base des taux consolidés de la CEENC
(000 $)

	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE	Recommandé par l'ONE
Installations en service[1]	307 676$	(81 569)$	226 107$
Dépréciation accumulee[1]	(109 075)	11 592	(97 483)
Installations nettes en service[1]	**198 601$**	**(69 977) $**	**128 624$**
Solde non amorti du crédit reporté	–	(5 269)	(5 269)
Provision pour le fonds de roulement	17 639	1 078	18 717
Base des taux globale	**216 240$**	**(74 168) $**	**142 072$**

1 Moyenne des soldes d'ouverture et de clôture

Tableau 4-2

Résumé de la base des taux
(000$)

Zone tarifaire/ Centre de coût	Selon le mémoire	Redressements de l'ONÉ	Recommandations de l'ONE
Siège social	2 112 $	227 $	2 339 $
Bureau regional du Yukon	52	7	59
Bureau régional des T N -O	173	(93)	80
Zone hydro du Yukon	108 439	(67 631)	40 808
Zone diesel du Yukon	2 413	(32)	2 381
Field (C -B)	59	5	64
Zone hydro des T N -O	43 191	(245)	42 946
Zone diesel des T N -O	53 067	(5 420)	47 647
Chauffage des T N -O	6 555	(946)	5 609
Eau et égouts des T N -O	179	(40)	139
Base des taux globale	**216 240$**	**(74 168)$**	**142 072$**

Les recommandations de l'Office relatives au redressement à effectuer aux installations en service, à la dépréciation accumulée et la provision pour le fonds de roulement sont expliquées dans les sections suivantes du présent chapitre et sont résumées dans la section 4.13, pour chaque centre de coûts et chaque zone tarifaire. Les redressements résultants sont repris en détail dans l'annexe F.

4.2 Whitehorse n^{O} 4

Le réseau d'électricité de Whitehorse-Aishihik-Faro comprend les centrales hydro-électriques de Whitehorse et Aishihik et les centrales à groupes électrogènes diesel de Whitehorse et de Faro. Ces centrales et les collectivités qu'elles desservent sont raccordées par des lignes de transport et de distribution d'électricité. En 1982, vu la prévision d'augmentations de la charge, il avait été décidé d'agrandir la centrale de 20 MW existant à Whitehorse et dotée de trois turbo-alternateurs en lui ajoutant un quatrième groupe de 20 MW appelé Whitehorse n^{O} 4. Pendant l'enquête, les questions relatives à la prudente de la décision quant à la décision de construire Whitehorse n^{O} 4, au coût du projet et au fait de savoir s'il était utilisé et utile maintenant, ont été soulevées.

4.2.1 Rétrospective

Dans le cadre de l'une des étapes menant à la construction de Whitehorse n^{O} 4, la CENC avait déposé une demande auprès de la Commission des eaux du Yukon pour obtenir un permis. Le permis d'eau, délivré en juin 1976, avait été approuvé à l'époque par le ministre des Affaires indiennes et du Nord à la condition que la CENC installe des caissons d'incubation de poissons pour protéger le saumon du fleuve Yukon.

La CENC n'a pas entrepris immédiatement la construction du quatrième groupe. En août 1981, vu les augmentations de coût prévues, on avait demandé à la CENC de déposer une présentation auprès du comité du cabinet sur l'aménagement social afin de justifier le projet. Par conséquent, la Commission a engagé les services de la firme de R.L. Walker and Partners pour mener une évaluation économique et financière de Whitehorse n^{O} 4.

Cette évaluation a été fondée sur une prévision de la charge établie par Hilderbrandt Young and Associates qui prévoyait que la charge d'environ 315 GW.h de 1980-1981 augmenterait jusqu'à environ 381 GW.h en 1982-1983. Toutefois, à la suite des réponses aux lettres que la CENC avait envoyées à intervalles réguliers à ses grands utilisateurs, cette prévision a été réduite jusqu'à 346 GW.h pour 1983-1984 (on en fait mention sous l'appellation de scénario central de la demande) afin de refléter la fermeture prévue de la mine de cuivre de Whitehorse. L'évaluation économique et financière a supposé que la charge resterait constante à 346 GW.h par an après 1984.

Hildebrandt-Young and Associates avaient aussi préparé des scénarios possibles à demande plus forte ou plus faible. Aux termes du scénario de faible croissance de la charge, on prévoyait que la production du réseau de Whitehorse-Aishihik-Faro tomberait à 255 GW.h en 1990-1991, ce qui sous-entendait une baisse grave et continue de l'activité économique. Le rapport Walker a reconnu qu'en vertu de ce scénario, on n'aurait pas besoin de Whitehorse n^{o} 4 étant donné que les charges prévues pourraient être satisfaites avec les ressources hydro-électriques existantes du réseau de la CENC.

Le rapport Walker a conclu que, en vertu du scénario central de la demande, environ 64 GW.h de production diesel seraient remplacés par la production de Whitehorse n^{o} 4 et que, en se fondant sur les prévisions des prix du pétrole, le remplacement de même 20 à 30 GW.h de la production des groupes diesel rendrait le 4^{e} groupe de ce projet rentable.

En janvier 1982, R.L. Walker and Partners ont réévalué les répercussions économiques de ce projet à la suite de la précision d'augmentations de coût significatives. Le rapport de 1982 indiquait que le projet serait rentable, sauf si l'énergie diesel remplacée ne tombait en deça de 28 GW.h par an. Les rapports Walker de 1981 et 1982 supposaient que l'on aurait besoin d'une centrale supplémentaire de 15 MW, à turbine à gaz, pour satisfaire la demande de la capacité en 1984-1985, si Whitehorse n^{o} 4 n'était pas construit. Le coût prévu de cette centrale à gaz a été porté au crédit de Whitehorse n^{o} 4 dans l'analyse.

En janvier 1981, il avait été prévu que le coût du projet serait de 41 379 000 $. En se fondant sur la recommandation du conseil consultatif du projet de Whitehorse n^{o} 4, présentée au conseil d'administration de la CENC, un contrat avait été adjugé le 15 mars 1982 pour la construction du projet, y compris celle d'un alevinier, à un coût estimatif de 52 000 000 $. Ces prévisions révisées, avec l'ajout de l'intérêt durant la construction, ont mené à un coût global de projet prévu à 60 000 000 $. Les travaux étaient pratiquement achevés à la fin de 1983, mais étant donné des difficultés d'exploitation, le 4^{e} groupe n'a pas été mis en service avant octobre 1984. Ce groupe avait été inclus dans les installations en service de la CENC pour l'année d'essai à un coût de 61 344 000 $. Le projet avait été financé par des prêts du Gouvernement du Canada, les premiers remboursements du principal et de l'intérêt étant dus le 31 mars 1985.

Au cours de la période pendant laquelle la faisabilité économique de Whitehorse n^{o} 4 faisait l'objet d'études, la consommation d'énergie de l'usine modifiée de Cyprus Anvil avait augmenté pour passer de 100 GW.h par an, en 1981, à 140 GW.h par an au début de 1982. Toutefois, à la fin de mars 1982, peu après l'adjudication des contrats de construction de Whitehorse n^{o} 4, Cyprus Anvil a annoncé une fermeture de deux mois pour l'été. La mine est restée fermée jusqu'en juin 1983; elle a alors repris une exploitation limitée. Les travaux de la mine ont été ensuite suspendus en octobre 1984 et, à la conclusion de l'enquête, la CAMC est restée fermée en ne consommant qu'une faible quantité d'électricité pour certaines opérations essentielles. Il n'est pas certain que les travaux reprendront à la mine.

Par conséquent, la prévision de 200,988 GW.h sur le réseau Whitehorse-Aishihik-Faro, donnée pour l'année d'essai dans le mémoire de la CENC, peut être entièrement satisfaite par les ressources hydro-électriques qui existaient avant la mise en service de Whitehorse n^{o} 4. La CENC a déclaré que Whitehorse n^{o} 4, étant un groupe plus efficace, est utilisé actuellement pour la production de la charge de base du réseau.

4.2.2 Résumé de la preuve

Selon YECL, les 20 000 000 $ représentant l'augmentation de coût inexpliquée, par rapport à la prévision initiale de 41 379 000 $ ne devraient pas être inclus dans la base des taux. En outre, elle a soutenu que toute la capacité de Whitehorse n^{o} 4 constitue un excédent, en ce moment, par rapport aux besoins du réseau de Whitehorse-Aishihik-Faro. Par conséquent, elle a déclaré qu'aucun des coûts liés à Whitehorse n^{o} 4 ne devrait être inclus dans la base des taux de l'année d'essai. Un témoin de la société a déclaré que vu que les 20 MW de Whitehorse n^{o} 4 ne contribueraient que 5 MW au moment de la pointe du réseau, seuls 5/20 de 41 379 000 $ devraient être inclus en fin de compte dans la base des taux. En outre, le témoin a suggéré que le coût de Whitehorse n^{o} 4 ne devrait être introduit dans la base des taux, qu'en se fondant sur la quantité de production diesel remplacée, compte tenu du plafond de 5 MW expliqué ci-dessus.

YECL a suggéré que les remboursements du principal et de l'intérêt dus au Canada soient reportés jusqu'à ce qu'une certaine partie de la capacité ait été utilisée et que l'intérêt, durant la période provisoire, soit remis. Bien que le témoin convienne que l'allocation pour les fonds utilisés durant la construction (AFUDC) devrait s'accumuler sur les coûts exclus de la base des taux, il n'est pas convaincu que l'on devrait autoriser l'accumulation indéfinie de l'AFUDC. Qui plus est, YECL n'était pas sûre s'il faudrait se servir de la valeur juste de marché des actifs de Whitehorse nº 4, plutôt que les coûts réels, lorsque ce groupe est finalement inclus dans la base des taux.

Dans sa plaidoirie finale, YECL a déclaré qu'il y avait deux raisons principales pour lesquelles la CENC n'aurait pas dû construire Whitehorse nº 4. Premièrement, les analyses économiques des experts-conseils avaient une faille, puisqu'ils utilisaient un crédit de capacité représentant 15 mégawatts de capacité de production diesel qui ne devrait pas être construite. Deuxièmement, la CENC aurait du arrêter la construction dès le tout début, en apprenant que Cyprus Anvil s'apprêtait à fermer sa mine de façon temporaire. Cyprus Anvil a soutenu que, vu que son usine a été fermée juste après l'adjudication des contrats de construction de Whitrehorse nº 4 et compte tenu de l'importance de la charge de la mine dans la justification de l'investissement des immobilisations de Whitehorse nº 4, la CENC aurait du examiner la possibilité d'annuler les contrats. Par conséquent, CAMC a soutenu que la décision de poursuivre la construction de Whitehorse nº 4 était imprudente et que les coûts devraient exclus de la base des taux.

CAMC a suggéré que, si l'on supposait pertinent d'inclure les frais d'immobilisations de Whitehorse nº4 dans la base des taux, dans ce cas au moins les coûts des installations d'aleviniers et des grillages empêchant le passage des poissons ainsi que les sommes consacrées aux relations publiques n'auraient pas du être inclus dans la base des taux. Qui plus est, le témoin-expert de Cyprus Anvil a suggéré que les taux devraient être fixés au moyen d'une prévision de la demande et de la production supposant que la CAMC était en pleine production. Le témoin était aussi d'avis que, si Whitehorse nº 4 devait être exclu de la base des taux, dans ce cas on ne devrait pas autoriser l'accumulation indéfinie de l'AFUDC.

Le Gouvernement du Yukon a soutenu que les répercussions de l'inclusion des frais d'immobilisations de Whitehorse nº 4 dans la base des taux sont trop graves et que les taux moyens, avec le niveau actuel de consommation de la CAMC, seraient de 9,3 ¢/le kW.h, par rapport à 6,6 ¢/le kW.h si la CAMC devait reprendre la production à plein régime.

Selon GY, Whitehorse nº 4 avait été construit dans l'espoir d'une croissance de la charge liée principalement au secteur minier. Toutefois, les besoins de charge de ce secteur avaient décliné de façon importante. Le gouvernement a soutenu que les autres clients ne devraient pas supporter la charge associée à la capacité excédentaire destinée à une ou deux grandes mines.

Au sujet du dépassement des coûts, un témoin-expert représentant le GY a déclaré qu'il n'a entendu aucune preuve qui lui laissait entendre que les frais d'immobilisations de Whitehorse nº 4 étaient exagérément déraisonnables dans le sens qu'on y attribue lorsque l'on examine la prudence des dépenses, à l'exception possible des dépenses liées aux installations pour le poisson. Dans sa plaidoirie finale, le GY a demandé que l'Office détermine la prudence d'augmentation des coûts de l'alevinier, par rapport aux précisions de coût initiales et par suite du rôle apparent du ministère des Pêches. De même, il a demandé que l'Office détermine dans quelle mesure l'augmentation de coûts avait été subie de façon imprudente pour les installations de passage de poissons et les grillages empêchant le passage de ceux-ci à Whitehorse nº 4.

Le témoin-expert représentant le GY a avancé une proposition à court et à long terme afin de compenser les importantes augmentations du coût à court terme associées à la mise en service de Whitehorse nº 4. Les dispositions à court terme du témoin se présentent comme suit: le Gouvernement du Canada devrait remettre les coûts d'intérêt et reporter tous les remboursements du principal associés aux prêts accordés pour financer la construction de Whitehorse nº 4, pour une période de trois ans, à compter de l'année provisoire. En même temps, à son avis, la CENC devrait reporter le recouvrement de la dépréciation associée à Whitehorse nº 4. À long terme, le témoin proposait que le Gouvernement du Canada et la CENC négocient des arrangements financiers à long terme fondés sur le temps prévu pour atteindre la capacité d'utilisation complète de Whitehorse nº 4 (sans réduire la capacité d'utilisation des installations hydro-électriques qui existaient avant l'achèvement de Whitehorse nº 4). Ces dispositions, a déclaré le témoin, impliqueraient le report du remboursement du principal et le report et l'accumulation des frais d'intérêt à des taux favorables jusqu'à l'utilisation complète de la capacité.

Le témoin ne s'est pas montré d'accord avec la suggestion de la YECL selon laquelle seulement 5/20 des 41 379 000 $ soient finalement inclus dans la base des taux. Le GY a confirmé que dans son témoignage de 1981 devant la Commission des services publics du Yukon, la CENC avait déclaré que l'analyse

économique n'avait réflété aucun avantage de capacité de pointe à Whitehorse n^{o} 4, mais seulement des avantages au titre de l'énergie.

Le GY a aussi soutenu que le réseau Whitehorse-Aishihik-Faro comprend une certaine capacité diesel qui est un excédent complet par rapport aux besoins du réseau pendant l'année d'essai et que toute répercussion de coûts sur la CENC à partir de cette capacité excédentaire, devrait être exclue des besoins de recettes de l'année d'essai.

D'autres intervenants ont aussi soutenu que Whitehorse n^{o} 4 avait été construit expressément pour desservir la charge de la CAMC et que par conséquent, d'autres clients de la zone tarifaire hydro du Yukon ne devraient pas avoir à supporter les frais annuels d'exploitations et d'immobilisations associés à ce groupe.

La CENC a répété que Whitehorse n^{o} 4 sert à deux fonctions: ce groupe fournit de l'énergie et il assure aussi la pleine capacité en été. La Commission a soutenu que l'exclusion de Whitehorse n^{o} 4 de la base des taux ne serait pas juste, car en vertu des faibles prévisions de la charge, ce groupe n'est pas plus excédentaire au réseau que toute autre installation telle que Aishihik ou Whitehorse n^{o} 2.

La CENC a souligné que les groupes électrogènes diesel du réseau Whitehorse-Aishihik-Faro, bien qu'ils ne soient pas requis actuellement, sont utilisés et utiles en qualité de capacité de réserve dans le cas d'une défaillance de la ligne entre Aishihik et Whitehorse ou dans celui de la mise hors service de tout autre groupe hydro-électrique.

La CENC a soutenu que la preuve démontrait que la décision quant à la construction de Whitehorse n^{o} 4 avait été prudente, d'après les renseignements disponibles à l'époque, que le projet était bien géré et que les coûts, dans la mesure où ils étaient du ressort de la Commission, avaient été subis de façon prudente. La Commission a déclaré que le vrai problème, qui préoccupait de façon capitale de nombreux intervenants et la CENC elle-même, était l'excédent de capacité du réseau Whitehorse-Aishihik-Faro qui provenait de la construction de Whitehorse n^{o} 4 combinée à l'importante réduction des besoins d'énergie de la CAMC. La CENC a conclu que l'Office doit décider, en fin de compte, de la question du traitement approprié de Whitehorse n^{o} 4 dans la base des taux. Toutefois, la CENC a déclaré que la décision ne peut pas être rendue en l'isolant complètement d'un examen de la question de radiation de la dette, car la CENC est liée par la Loi qui la régit afin de recouvrer, dans ses taux, le principal et l'intérêt associés aux emprunts non remboursés, que ces emprunts représentent ou non les actifs dans la base des taux.

4.2.3 Prudence de la décision de construire Whitehorse n^{o} 4

L'Office a examiné la preuve justifiant la construction de Whitehorse n^{o} 4. Il a noté qu'il y avait des failles dans l'analyse, qui ont mené à une surévaluation des avantages mais que, même si les corrections nécessaires avaient été apportées à l'époque, on aurait encore trouvé que le projet serait économique pour le scénario de charge adopté.

En ce qui concerne l'analyse, l'Office note que, bien que des registres de débit aient été gardés depuis 1950 pour le réseau hydrographique de Aishihik, il semblait qu'il ait eu une incertitude, même en 1981, au sujet du rendement annuel moyen d'énergie prévu pour la centrale Aishihik. L'étude de R.L. Walker and Partners s'est servie de 90 GW.h pour Aishihik, tandis que le rendement garanti prévu lorsque la centrale avait été approuvée était de 120 GW.h et une valeur de 105 GW.h est utilisée maintenant pour le rendement annuel moyen. La capacité de production hydro-électrique actuelle, sous des conditions d'hydraulicité moyennes du réseau, est de 368 GW.h par an, soit 98 GW.h de Whitehorse n^{o} 4, 165 GW.h de Whitehorse n^{os} 1, 2 et 3 et le solde de 105 GW.h de Aishihik. Si ces derniers renseignements sont acceptés comme exacts, la quantité de production diesel à remplacer a été surévaluée de 15 GW.h par an dans l'analyse et la capacité de production du réseau Whitehorse-Aishihik-Faro, sans Whitehorse n^{o} 4, est maintenant de 270 GW.h.

L'analyse de R.L. Walker avait aussi supposé qu'il faudrait une turbine à gaz de 15 MW si Whitehorse n^{o} 4 n'était pas construit et a attribué à la nouvelle centrale hydro-électrique proposée, de façon erronée selon l'Office, un crédit de capacité équivalent au coût de la turbine à gaz de 15 MW.

Au moment de l'établissement de l'analyse, on avait supposé 255 GW.h de capacité de production pour Aishihik, ainsi que pour Whitehorse 1, 2 et 3 sous des conditions d'hydraulicité moyenne. R.L. Walker and Partners ont noté qu'en vertu du scénario de faible charge de 255 GW.h, on n'aurait pas besoin de Whitehorse n^{o} 4, car ce groupe ne remplacerait aucune production diesel.

Le rapport 1982 de Walker concluait que si 28 GW.h par an d'énergie diesel étaient remplacés par Whitehorse n^{o} 4, le projet pourrait être justifié économiquement. L'Office, en se fondant sur son analyse qui supposait un rendement annuel moyen de 105 MW.h plutôt que 90 GW.h pour Aishihik a déterminé que le seuil de rentabilité du projet aurait exigé environ 35 GW.h d'économie de production diesel. Ceci se traduit par un besoin minimal de production de 305 GW.h (270 GW.h plus 35 GW.h).

L'Office note que, dans l'examen de la décision de construire de Whitehorse n^{o} 4, il semble qu'aucune prévision de taux n'ait été faite pour montrer l'accroissement des taux qui en découlerait et qu'aucune étude d'élasticité n'a été entreprise pour évaluer la répercussion possible de l'augmentation des taux sur la demande. Il semble que l'hypothèse ait été que, vu que les coûts annuels associés à Whitehorse n^{o} 4 seraient inférieurs au coût annuel de production supplémentaire à partir de groupes diesel, la répercussion sur les taux serait acceptable.

L'Office note les arguments des intervenants selon lesquels on aurait dû envisager l'annulation ou le report de Whitehorse n^{o} 4, lorsque CAMC a annoncé la fermeture d'été de sa mine, et il note aussi les remarques faites au cours de l'enquête par la CAMC, qui a déclaré espérer réouvrir sa mine.

La situation de Whitehorse n^{o} 4 illustre clairement les risques inhérents à l'aménagement des centrales hydro-électriques au nord du 60^{e} parallèle pour satisfaire les charges du secteur minier. Toutefois, compte tenu des renseignements disponibles au moment de la décision, l'Office a conclu qu'il n'y a pas de motifs insuffisants pour dire que la décision de construire Whitehorse n^{o} 4 était imprudente.

4.2.4 Coût de Whitehorse n^{o} 4

L'Office, ayant examiné la preuve, est d'accord avec la CENC que les coûts, dans la mesure où ils étaient du ressort de la Commission, avaient été subis de façon prudente. Toutefois, il est évident qu'une grande partie des modifications de la conception et des augmentations des frais d'immobilisations était attribuable autant à l'alevinier qu'autres exigences liées aux poissons et imposées à la CENC.

L'Office note que le ministère des Pêches, à plus d'un reprise, a modifié les critères de conception des installations de récupération des saumons en passant des caisses d'incubation de poissons, dont le coût avait été estimé à 22 370 $ en 1975, à un alevinier, qui a coûté environ 1 000 000 $. De même, le ministère des Pêches a exigé que la CENC modifie la conception des passages de poissons et l'emplacement des grillages empêchant le passage de poissons. La CENC avait estimé que ces modifications ajoutaient 850 000 $ aux frais d'immobilisations du projet.

En ce qui concerne l'alevinier, l'Office considère que ces installations ont changé radicalement depuis le projet initial et que les installations actuelles sont conçues pour améliorer la population de saumons dans le fleuve Yukon plutôt que de maintenir la population de poissons au niveau actuel. L'Office a conclu que la nécessité d'un alevinier n'était pas due à la construction de Whitehorse n^{o} 4 et, par conséquent, il recommande que 1 000 000 $ soient exclus des frais d'immobilisations de Whitehorse n^{o} 4, aux fins d'établissement des taux.

En ce qui concerne les modifications des grillages empêchant le passage des poissons, l'Office reconnaît qu'il est normal d'inclure les coûts liés à l'environnement dans le coût global d'un projet hydro-électrique. Toutefois, l'Office considère que de telles modifications, qui exigent d'importantes dépenses en capital supplémentaire, dans une région qui doit déjà faire face à des taux d'électricité de loin supérieurs à ceux de la plupart des régions du sud du Canada, ne devraient pas être supportées par les abonnés. Par conséquent, l'Office recommande qu'un supplément de 850 000 $ soit exclu des frais d'immobilisations de Whitehorse n^{o} 4.

4.2.4.1 Prêt retourné au gouvernement du Canada

La CENC a indiqué dans son mémoire que, lorsqu'on avait fait la somme globale des factures, on prévoyait que Whitehorse n^{o} 4 coûterait environ 61 344 000 $ et que cette somme a été empruntée auprès du Gouvernement du Canada pour couvrir ce coût.

Après la conclusion de l'enquête, la CENC a informé l'Office que la Commission avait renvoyé 975 000 $ au Gouvernement du Canada, car elle n'avait pas besoin de cette somme. Étant donné que c'est apparemment dû à une réduction prévue des frais d'immobilisations de Whitehorse n^{o} 4, l'Office recommande que les frais d'immobilisations de Whitehorse n^{o} 4, pour l'année d'essai, soient réduits de 975 000 $ de plus.

4.2.5 Traitement de Whitehorse n^{o} 4 aux fins d'établissement des taux

L'Office constate que la capacité de production hydro-électrique du réseau, sous des conditions d'hydraulicité moyenne et sans Whitehorse n^{o} 4, serait de 270 GW.h par an. En vertu des prévisions actuelles pour l'année d'essai et les années suivantes, les charges du réseau Whitehorse-Aishihik-Faro pourraient être satisfaites sans Whitehorse n^{o} 4. La question du traitement de cette situation, dans laquelle un investissement de 60 000 000 $ avait été fait d'après une décision qui semblait raisonnable à l'époque, mais qui, vu le changement de circonstances, n'était plus nécessaire à la date de mise en service, est exposée dans la présente section.

L'Office note que Whitehorse n^{o} 4 est le plus efficient des quatre turbo-alternateurs de cette centrale et que la CENC s'en sert actuellement pour la production de la charge de base sur le réseau Whitehorse-Aishihik-Faro. Par conséquent, il recommande que la CENC incorpore à ses besoins de recettes de l'année

d'essai, le plein montant de la dépréciation associée aux frais d'immobilisations recommandés de Whitehorse n^{O} 4

Toutefois, l'Office s'interroge sur l'opportunité d'avoir entrepris le projet après l'annonce de la fermeture temporaire de la mine de Cyprus Anvil, peu après l'adjudication des contrats. Bien qu'il reconnaisse que les actifs de Whitehorse n^{O} 4 avaient été financés par une capitalisation de la dette, il constate que le prêteur était en fait le propriétaire qui a pris, en fin de compte, la décision d'entreprendre le projet. Qui plus est, l'Office note que les installations ne sont pas requises pour satisfaire les prévisions de charge de l'année d'essai de la CENC sur le réseau Whitehorse-Aishihik-Faro. Il recommande que les installations nettes en service de Whitehorse n^{O} 4 ne soient pas incluses dans la base des taux de l'année d'essai et ne gagnent pas de rendement. Les répercussions de cette recommandation sur le remboursement des prêts au Gouvernement du Canada sont exposées dans la section 5.2. L'Office recommande que les actifs éliminés de la base des taux soient mentionnés sous la rubrique "actifs spécialement classifiés".

L'Office recommande en outre qu'aux fins d'établissement des taux, la CENC commence, pendant l'année d'essai, à repérer de façon distincte dans ses livres comptables les frais d'immobilisations de Whitehorse n^{O} 4 et la dépréciation accumulée connexe, pour que ces actifs puissent être facilement identifiés dans tout futur mémoire.

L'Office admet toutefois que, à l'avenir, les charges du réseau Whitehorse Aishihik-Faro pourront répondre au point que Whitehorse n^{O} 4 remplacera en fait la production diesel; dans ce cas, cette installation satisferait aux buts pour lesquels elle a été construite. L'Office est convaincu qu'il serait alors approprié de permettre à la CENC d'introduire graduellement dans la base des taux de la zone tarifaire hydro du Yukon les frais d'immobilisations non dépréciés de Whitehorse n^{O} 4, dans la mesure où cette installation est requise.

Comme décrit dans la section 4.2.3, toute production supérieure à 270 GW.h par an sous-entend le besoin d'utilisation de Whitehorse n^{O} 4. Par conséquent, l'Office recommande que Whitehorse n^{O} 4 soit graduellement introduit dans la base des taux, si la production d'hydro-électrique dépasse 270 GW.h, selon la formule suivante.

$$\text{Élément de Whitehorse n}^{O}\text{ 4 à introduire dans la base des taux} = \text{INES} \times (\text{PPHA} - 270\ \text{GW.h}) / 35\ \text{GW.h}$$

INES installations nettes en service de Whitehorse n^{O} 4 pour une année d'essai.

PPHA prévision de la production hydro-électrique annuelle pour l'année d'essai considérée.

270 GW.h capacité de production annuelle de Aishihik et Whitehorse n^{O} 1,2 et 3 sous des conditions d'hydraulicité moyenne.

35 GW.h production diesel minimale qui devrait être remplacée pour rentabiliser Whitehorse n^{O} 4.

La formule ci-dessus permet d'inclure dans la base des taux, les frais d'immobilisations non dépréciés de Whitehorse n^{O} 4, proportionnellement à son apport supposé dans une année d'essai donnée, jusqu'à un maximum égal aux frais d'immobilisations non dépréciés à ce moment-là et associés à Whitehorse n^{O} 4. Par conséquent, la formule permet à la CENC de gagner un rendement, tel que déterminé dans la section 5.2, sur la partie de Whitehorse n^{O} 4 incluse dans la base tarifaire hydro du Yukon. En ce qui concerne l'année d'essai, cette partie est égale à zéro.

L'Office reconnaît que, vu le climat économique actuel dans la zone tarifaire hydro du Yukon, la formule ci-dessus peut empêcher l'introduction des frais d'immobilisations de Whitehorse n^{O} 4 dans la base des taux et donc de tout rendement connexe dans les besoins de recettes, pour les quelques prochaines années.

4.3 Aménagement d'électricité à Aishihik

4.3.1 Rétrospective

Les installations hydro-électriques d'Aishihik sont situées à 144 kilomètres au nord-ouest de Whitehorse, dans le bassin d'Aishihik, et sont interconnectées aux installations de la CENC à Whitehorse, au moyen d'une ligne de transport d'électricité à 138 kV. La plus grande partie de ces installations, y compris les barrages, a été construite entre 1973 et 1976. En 1973, lorsque la CENC avait adjugé les premiers contrats de construction d'Aishihik, les coûts avaient été prévus à 16 750 000 $ (à l'exclusion de la ligne de transport d'électricité). La preuve déposée à l'enquête a montré qu'à l'achèvement du projet, les coûts réels subis se chiffraient à environ 39 290 000 $ (aussi à l'exclusion de la ligne de transport d'électricité).

4.3.2 Résumé de la preuve

Deux rapports traitant des dépassements de coûts du projet de Aishihik avaient été déposés pendant l'enquête. Le premier, intitulé: "Aménagement hydro-électrique, Aishihik, Yukon et lac Strutt, T.N.-O." a été établi par R.N. Dalby and Associates Ltd., en avril 1976 (appelé ci-après rapport Dalby). Ce rapport avait été préparé, à l'époque, à la demande du ministre des Affaires indiennes et du Nord. Le deuxième

document appelé "Rapport sur l'examen du projet d'Aishihik", par Harold L. Johnson, ing. et Ronald Ewoniak, c.a., octobre 1976 (appelé ci-après rapport Johnston/Ewoniak), a été établi par suite de la recommandation du rapport Dalby selon laquelle les services d'un comptable indépendant et d'un ingénieur-conseil soient retenus pour examiner les contrats d'Aishihik.

Bien que les intervenants aient noté que la prudence de la décision sur la construction de la centrale Aishihik dépassait la portée de l'enquête, ils avaient exprimé une grande inquiétude au sujet des 22 500 000 $ de dépassements de coûts du projet et considéraient que certains de ces dépassements avaient été subis imprudemment et que la base tarifaire hydro du Yukon devrait être réduite en conséquence.

Dans sa plaidoirie finale, CAMC a remarqué que, pendant l'enquête, la CENC n'avait présenté aucune objection aux conclusions des rapports Dalby ou Johnston/Ewoniak qui critiquaient tous deux la façon selon laquelle la CENC avait géré le projet. CAMC considérait aussi que la CENC n'avait pas justifié de façon suffisante l'inclusion du coût total d'Aishihik dans la base des taux. Par conséquent, CAMC proposait que le plein montant des dépassements de coûts du projet d'Aishihik, après redressement pour dépréciation accumulée, soit rejeté de la base des taux.

Le Gouvernement du Yukon, dans sa plaidoirie finale, a recommandé que 15 000 000 $ des coûts de construction d'Aishihik soient considérés comme imprudents et que la dépréciation ainsi que l'intérêt sur ces coûts, soient exclus des besoins de recettes.

Un témoin de YECL était convaincu que le rapport Dalby constituait la preuve *prima facie* de l'imprudence de la CENC. Dans sa preuve en chef, il proposait que 15 000 000 $ soient éliminés de la base des taux de la zone tarifaire hydro du Yukon, en ce qui concerne Aishihik, pour s'assurer que les clients de cette zone ne soient pas désavantagés en sus par l'imprudence de la CENC. Étant donné les renseignements fournis plus tard à l'enquête, sous forme du rapport Johnston/Ewoniak, le témoin a révisé ses chiffres pour arriver à 20 000 000 $ en déclarant que le document tout entier était un répertoire d'exemples de gestion imprudente.

En ce qui concerne les observations du rapport Johnston/Ewoniak sur l'absence de contrôles des coûts, l'absence de méthodes convenables de délimitation des responsabilités officielles, le manque d'autorisations sur certains comptes précis et le fait que certains comptes importants auraient dû être normalement couverts par le contrat général, la CENC a reconnu que les observations du rapport devraient être considérées comme des critiques de la CENC quant à son exécution du projet.

4.3.3 Prudence des dépassements de coûts

L'Office est convaincu que certaines des dépenses excédentaires du projet Aishihik provenaient de mesures imprudentes de la CENC. Toutefois, il note que, pendant la période de construction, l'industrie de la construction dans son ensemble avait éprouvé une escalade des coûts inhabituelle. En outre, les rapports Dalby et Johnston/Ewoniak indiquaient, en rétrospective, que la prévision originale du coût du projet était trop faible.

L'Office note qu'aucun des rapports n'a été en mesure d'identifier une somme selon laquelle la prévision d'origine était trop faible ni de quantifier la proportion de dépassements de coût attribuable à l'inflation imprévue durant la période de construction.

Dans les circonstances, l'Office n'a pas été en mesure d'identifier avec précision une somme qui pourrait être considérée comme dépense imprudente. Toutefois, en se fondant sur la preuve et les observations du rapport Johnston/Ewoniak sur le manque de contrôle des coûts, il considère qu'une somme importante devrait être éliminée du coût original d'Aishihik, aux fins de la base des taux. Par conséquent, il considère qu'il serait raisonnable d'éliminer 12 000 000 $ du coût original de la centrale. Après avoir tenu compte de la dépréciation accumulée inscrite sur cette somme, l'Office recommande, pour l'année d'essai, un ajustement net vers le bas de 10 256 157 $ sur la base des taux de la zone tarifaire hydro du Yukon.

4.4 Nouvel état de la dépréciation accumulée selon la méthode linéaire

L'Office avait exigé que la CENC lui présente, dans son mémoire, un nouvel état de la dépréciation accumulée, en se servant de la méthode linéaire de dépréciation, comme il l'avait recommandé dans son rapport d'août 1983. Auparavant, la CENC se servait d'une méthode d'amortissement pour la dépréciation des actifs mis en service avant le 31 mars 1977 et d'une méthode linéaire pour les actifs mis en service après cette date.

Un intervenant a suggéré que la CENC se serve d'un fonds d'amortissement ou d'une méthode d'annuité pour la dépréciation afin de déterminer les frais annuels pertinents de la dépréciation, en particulier dans les zones tarifaires hydro, mais il a reconnu que la méthode linéaire est utilisée par la plupart des services publics assujettis à une réglementation. D'autres intervenants considéraient que la méthode linéaire convenait davantage pour la CENC.

L'Office note que la méthode à fonds d'amortissement a pour effet de reporter la dépréciation des premières années lorsque les taux d'intérêt sont plus élevés et de l'imputer aux dernières années, alors que les intérêts seraient plus faibles (étant donné le remboursement de la dette). Toutefois, vu que de nombreux projets hydro-électriques sont construits dans le Nord pour desservir des charges d'exploitation minière, dont les durées prévues sont limitées, la charge d'exploitation minière pourrait donc disparaître avant qu'une partie importante de la centrale n'ait été dépréciée et les clients restants auraient à supporter le fardeau de la plupart des frais de dépréciation de la centrale.

Par conséquent, l'Office considère que l'utilisation de la méthode linéaire pour le calcul de la dépréciation mènera à une répartition plus équitable des frais d'immobilisations sur la durée du projet et recommande donc que la CENC soit tenue d'utiliser la méthode linéaire de dépréciation. Il reconnaît que le nouvel état de la dépréciation accumulée mène à une sous-récupération de la dépréciation se montant à 35 650 000 $ au 31 mars 1984. La section 5.3.4 du présent rapport discute du traitement recommandé pour cette somme.

4.5 Durée des actifs des installations en service

Dans son mémoire, la CENC a adopté des durées d'actifs qui reflètent les résultats de son étude interne sur la dépréciation. Les recommandations de l'Office relatives aux durées des actifs dont s'est servie la CENC, dans son mémoire, pour les centrales hydro-électriques et les groupes électrogènes diesel, sont présentés dans les sections suivantes.

4.5.1 Centrales hydro-électriques

La CENC a supposé des durées d'actifs de 30 à 50 ans pour ses centrales hydro-électriques.

Un témoin de la CAMC a présenté une preuve montrant que les autres services publics canadiens, à l'exception près de l'Hydro-Québec, utilisent des vies de service allant de 50 à 100 ans pour leurs centrales hydro-électriques. Ce témoin a examiné les prévisions de vies de service de 68 centrales hydro-électriques de l'Hydro-Ontario et a noté que toutes, à l'exception de deux centrales, avaient des vies dépassant 70 ans. Dans sa plaidoirie finale, la CAMC a proposé que jusqu'au moment où la CENC dépose une étude finale de la durée de ses immobilisations, l'Office recommande qu'une vie de 65 ans soit attribuée aux installations hydro-électriques de la Commission.

Un témoin de la CENC a laissé entendre que des durées d'actifs immobilisés de 50 à 100 ans pourraient être appropriées pour les barrages en béton de la Commission. Toutefois, il est convaincu qu'une durée de 40 ans serait plus raisonnable pour le barrage de Mayo qui est construit au moyen de caissons en bois.

L'Office, étant persuadé par la preuve, recommande que, jusqu'à ce que de meilleures informations soient disponibles, la CENC utilise des vies d'actifs de 65 ans pour ses centrales hydro-électriques, sauf pour la centrale de Mayo. La vie utile de cette centrale devrait rester de 40 ans.

4.5.2 Centrales à groupes électrogènes diesel

Dans son mémoire, la CENC a supposé des vies de 10 et 15 ans pour les actifs de ses petits et grands groupes électrogènes diesel.

La YECL a témoigné qu'elle se sert d'une durée de 25 ans pour les actifs de tous ses groupes électrogènes diesel, en se fondant sur les résultats de son étude de dépréciation. Un témoin-expert d'un autre intervenant a déclaré que la durée des actifs des groupes électrogènes diesel ne devrait pas être fixée à plus de 20 ans et qu'une étude de dépréciation devrait être menée par une partie indépendante afin de déterminer les durées appropriées de ces groupes.

L'Office reconnaît que la vie matérielle de ces installations peut très bien dépasser les 10 et 15 ans utilisés par la CENC. Toutefois, les vies économiques de ces actifs peuvent être considérablement plus courtes que 20 à 25 ans par suite de la mise en service de groupes consommant moins de combustible. Par conséquent, l'Office recommande que les durées d'actifs supposées par la CENC pour ses groupes électrogènes diesel, qu'ils soient petits ou grands, soient acceptées pour l'année d'essai.

4.5.3 étude de dépréciation

Dans son rapport d'août 1983, l'Office avait recommandé que la CENC entreprenne une étude de dépréciation afin de déterminer les vies matérielles et économiques de ses actifs immobilisés et qu'elle calcule la dépréciation de tous ses actifs sur une base linéaire, pour la vie matérielle ou la vie économique de ces actifs, la plus courte étant à retenir.

L'Office note qu'un certain nombre d'intervenants à cette enquête avaient aussi recommandé que la CENC ou une tierce partie indépendante entreprenne une telle étude.

L'Office considère toujours qu'une telle étude devrait être menée afin de déterminer les durées des actifs immobilisés de la CENC, y compris ses installations hydro-électriques et les groupes électrogènes diesel. Il recommande en outre qu'une telle étude soit entreprise par une tierce partie indépendante dotée de la compétence nécessaire dans ce domaine.

4.6 Actifs reçus en don

La CENC a inclus dans la base des taux de l'année d'essai des installations classées sous la rubrique "actifs reçus en don" avec une valeur comptable nette de 12 189 000 $. Les actifs reçus en don comprenaient:

1. les actifs d'installations que la CENC avait repris sans frais de divers organismes des gouvernements fédéral et territoriaux et qu'elle a continué d'exploiter (actifs d'installations reprises de la Couronne);
2. les contributions de clients en vue de la construction; et
3. les indemnités d'assurance provenant des demandes d'indemnisation au titre d'une centrale détruite.

Au cours du contre-interrogatoire, la CENC a indiqué qu'aucune tentative n'avait été faite pour retracer de façon distincte chacun des trois éléments des actifs reçus en don.

4.6.1 Actifs d'installations reprises de la Couronne

Au cours du contre-interrogatoire, la CENC a témoigné que bien que les actifs repris de la Couronne aient été reçus sans frais, la CENC leur a attribué une valeur estimative au moment de leur transfert. La CENC a déclaré que ces actifs devraient être inclus dans la base des taux à leur valeur estimative, car ils représentent un investissement en avoirs du Canada dans la CENC. Aucun des intervenants ne s'est opposé à cette méthode.

L'Office trouve que ces actifs devraient être considérés comme un investissement d'avoirs dans la CENC par le Canada et recommande donc qu'ils soient inclus dans la base des taux de l'année d'essai, à la valeur comptable nette déterminée par la CENC. Il recommande aussi qu'à l'avenir, la CENC retrace de façon distincte dans ses livres la valeur estimative et la dépréciation accumulée des actifs d'installations reprises de la Couronne.

4.6.2 Contributions en vue de la construction

La directive de politique de la CENC montre que lorsque le coût estimatif global dépasse 1 000 $ pour un service résidentiel ou local ou lorsqu'il dépasse 200 $ pour chaque kV prévu de la demande dans le cas du service commercial/général, la Commission exige que les clients fassent des contributions de capital pour toutes ces sommes excédentaires.

La CENC a témoigné que les installations pour lesquelles elle reçoit des contributions en vue de la construction ont été incluses dans la base des taux de l'année d'essai.

Un intervenant a déclaré que ces contributions devraient être séparées de la base des taux pour éviter une double imputation aux clients soit une fois au moment de la construction et une autre par l'intermédiaire des tarifs.

La CENC ne s'est pas opposée à ce traitement; toutefois, lorsqu'on lui a demandé de donner une ventilation des installations reçues en don, par catégorie, elle a indiqué qu'il lui serait extrêmement difficile de fournir ces renseignements et que, de toute façon, elle ne serait capable que de fournir un total global de la dépréciation accumulée associée à tous les actifs reçus en don.

L'Office note que la pratique normale des services publics dicte que les contributions en vue de la construction devraient être éliminées de la base des taux pour éviter la double facturation des clients. Il note aussi que la CENC aurait des difficultés à identifier les contributions antérieures à partir de ses livres comptables. Par conséquent, l'Office recommande que:

1. en ce qui concerne les contributions en vue de la construction versées avant la fin de l'année d'essai, le traitement de l'année d'essai par la Commission soit accepté.
2. la CENC identifie, dans la mesure du possible, les contributions antérieures en vue de la construction et retrace ces contributions, de façon distincte par zone tarifaire, dans ses livres comptables. Ces contributions devraient être amorties au même taux que celui de la dépréciation de cette catégorie d'actifs particulière;
3. les contributions en vue de la construction versées après l'année d'essai soient retracées de façon distincte dans les livres comptables de la Commission et soient amorties au même taux que le taux de dépréciation de cette catégorie d'actifs particulière; et
4. le solde non amorti des contributions en vue de la construction soit déduit de la base des taux dans tout futur mémoire.

4.6.3 Remboursement des assurances - Actifs détruits

Dans son rapport annuel, la CENC a indiqué que la centrale d'Inuvik, âgée de 25 ans, qui sert aux services d'électricité, de chauffage, d'eau et d'égouts, a été presque complètement détruite dans un incendie, en 1983, c'est-à-dire pendant l'année de base, et a été reconstruite, par la suite, pendant l'année provisoire.

Au cours de l'année de base, la CENC a inscrit les actifs détruits par l'incendie au titre de réforme et a

réduit de ce fait le coût initial des installations en service de 1 875 000 $ et la dépréciation accumulée d'environ 1 280 000 $. La CENC a témoigné que la centrale-chaufferie détruite à Inuvik avait été remplacée au cours de l'année provisoire à un coût d'environ 6 000 000 $ et que ce coût avait été entièrement couvert par les produits d'assurance.

Toutefois, la CENC a indiqué que pendant l'année provisoire, elle avait inclus dans la rubrique des "actifs d'installations reçues en don" une somme de 7 793 000 $ pour la reconstruction de la centrale d'Inuvik, somme qui comprenait 6 000 000 $ provenant des assurances et 1 800 000 $ représentant la valeur comptable nette des actifs détruits dans l'incendie.

L'Office est convaincu que le traitement comptable de la CENC serait injuste vis-à-vis de ses clients pour les deux motifs suivants. Premièrement, les besoins de recettes annuelles sur lesquels les taux sont fondés devraient inclure le rendement et la dépréciation sur les actifs réformés antérieurement. Deuxièmement, les besoins de recettes annuelles devraient inclure le rendement et la dépréciation sur les actifs qui n'ont pas été financés par la dette ou les apports des avoirs, mais qui ont été payés par les produits d'assurance.

L'Office note que les méthodes comptables de la CENC sont telles que chaque actif, chaque dépréciation et chaque réforme est comptabilisé sur une base individuelle.

La comptabilité pour la réforme ou le remplacement, sur une base individuelle, devrait contenir ce qui suit:

1. Les nouveaux actifs remplaçant ceux détruits dans l'incendie devraient être inscrits dans les livres à un coût de 6 000 000 $ et la dépense de dépréciation annuelle devrait refléter le coût original des nouveaux actifs (6 000 000 $) et leur vie économique prévue à 20 ans.

2. Un gain devrait être reconnu lors de la réforme des actifs détruits dans l'incendie et devrait être déterminé comme suit:

Coût initial des actifs	1 875 000$
Moins: Dépréciation accumulée	(1 280 000)
Valeur comptable nette	595 000$
Produit des assurances	(6 000 000)$
Gain sur la réforme: "Excédent du produit de l'assurance sur la valeur comptable nette des actifs détruits dans l'incendie"	**5 405 000 $**

En ce qui concerne ce gain, l'Office l'a réparti proportionnellement entre les zones tarifaires diesel, de chauffage, d'eau et d'égouts, comme indiqué au tableau F-28 de l'annexe F, et aux fins d'établissement des taux, il recommande que:

1. la CENC inscrive le gain ou "l'excédent du produit d'assurance sur la valeur comptable nette des actifs détruits dans l'incendie" sous forme d'un crédit reporté dans ses livres comptables.

2. la CENC amortisse les 5 405 000 $ du crédit reporté sur une période de 20 ans qui est la même que la durée prévue pour les actifs immobilisés de la nouvelle centrale d'Inuvik;

3. la CENC déduise de la base des taux le solde non amorti dans le compte de crédit reporté;

4. les coûts définitifs des nouveaux actifs, lorsqu'ils seront connus à la CENC, soient reflétés de façon exacte dans ses livres comptable; et

5. la CENC traite toute indemnisation d'assurance future d'une manière analogue au traitement recommandé par l'Office pour la centrale-chaufferie d'Inuvik.

Par conséquent, comme l'indique le tableau 4-3, pour l'année d'essai, l'Office a réduit de 7 017 000 $ la base des taux consolidée de la CENC.

4.7 Lignes de transport d'électricité jusqu'à Johnson's Crossing - Zone tarifaire hydro du Yukon

Dans son mémoire, la CENC a inclus dans les ajouts aux installations de l'année provisoire, le coût d'une ligne de transport d'électricité monophasée qu'elle propose de construire entre Whitehorse et Johnson's Crossing. Le coût estimatif de cette ligne était de 800 000 $.

Pendant l'enquête, la CENC a indiqué que la décision finale quant à la construction de la ligne n'avait pas encore été rendue. Elle a ajouté que le Conseil du Trésor n'avait pas approuvé l'emprunt des fonds pour ce projet. Elle a aussi témoigné que YECL avait reçu l'approbation de la Commission des services publics du Yukon pour construire une ligne de distribution primaire triphasée de Marsh Lake, près de Whitehorse, à Teslin. Cette ligne, si elle est construite, passerait près de l'agglomération de Johnson's Crossing.

Étant donné qu'il y a un doute considérable quant au fait que la CENC construise sa ligne de transport d'électricité, l'Office a éliminé de la base des taux de l'année d'essai de la zone tarifaire hydro du Yukon, le coût (800 000 $) et la dépréciation accumulée connexe (13 000 $) de cette installation. Toutefois, étant donné que la possibilité existe que Johnson's Crossing puisse être interconnecté au réseau hydroélectrique, au moyen d'une ligne de distribution construite par YECL, l'Office recommande que la valeur

comptable nette de 7 000 $ des installations de Johnson's Crossing reste dans la zone tarifaire hydro du Yukon.

L'Office recommande que la CENC facture aux clients de Johnson's Crossing les tarifs énumérés à la section 8.2, pour l'année d'essai.

TABLEAU 4-3

Résumé de la réduction dans la base des taux associée à l'incendie de la centrale d'Inuvik[1] (000 $)

	Zone tarifaire diesel des T.N.-O.	Zone tarifaire tarifaire de chauffage des T.N.-O.	Zone tarifaire d'eau et d'égouts des T.N.-O.	Total
Réduction due à la réforme antérieure desactifs:				
Installations en service	1 524 $	255 $	14 $	1 793 $
Moins Dépréciation accumulée	38 $	6 $	1 $	45 $
Réduction nette	**1 486 $**	**249 $**	**13 $**	**1 748 $**
Réduction due au solde non amorti du crédit reporté[2]	4 436 $	791 $	42 $	5 269 $
Réduction totale de la base des taux	**5 922 $**	**1 040 $**	**55 $**	**7 017 $**

1 Voir tableaux F-26, F-27 et F-28 de l'annexe F pour les détails des redressements.

2 L'excédent du produit des assurances par rapport à la valeur comptable nette des actifs détruits par incendie amorti sur une période de 20 ans.

4.8 Compteurs

Dans son mémoire, la CENC a inclus dans ses ajouts aux installations du bureau régional des T.N.-O., pour l'année de base, des compteurs pour une somme de 100 000 $. Au cours du contre-interrogatoire, la CENC a indiqué que ces compteurs figuraient sur la liste d'inventaire du stock situé dans l'atelier des compteurs de Yellowknife. La CENC a aussi indiqué que ces compteurs pouvaient éventuellement être utilisés dans l'un ou l'autre territoire. Par conséquent, la CENC a convenu qu'aux fins d'établissement des taux, les compteurs devraient être traités comme s'ils faisaient partie de la base des taux du centre de coût du siège social qui assurerait leur répartition entre chaque zone tarifaire.

L'Office note que la CENC a décrit que ces compteurs font partie du stock permanent et qu'ils ne sont ni installés ni en service. Par conséquent, l'Office recommande que l'on considère que ces compteurs font partie de l'inventaire des matériaux et des fournitures d'exploitation du siège social plutôt que d'être inscrits sous la rubrique installations en service.

4.9 Groupes électrogènes diesel attribués de façon erronée à d'autres zones tarifaires

La CENC a déclaré, dans son mémoire, qu'elle a incorrectement inclus un groupe électrogène diesel qui est physiquement situé à Mayo (Yukon) dans la zone tarifaire diesel des T.N.-O. et elle a inclus de façon analogue, par inadvertance, deux groupes électrogènes, l'un situé à Clyde River (T.N.-O.)et l'autre à Inuvik (T.N.-O.), dans la zone tarifaire hydro des T.N.-O.

L'Office recommande que le coût de ces groupes électrogènes et la dépréciation accumulée qui leur est associée, soit viré aux zones tarifaires appropriées.

4.10 Révision aux ajouts d'installations de l'année d'essai

Au cours du contre-interrogatoire, la CENC a indiqué que sa prévision des ajouts d'installations de l'année d'essai devrait être réduite pour refléter les réductions de coût prévues pour les projets suivants:

1. "Garage, entrepôt et bureaux" à Dawson — 119 000 $
2. "Sécurité, installations sécuritaires et ouvrages au sol" à Aishihik et Whitehorse — 183 000 $

L'Office note le témoignage de la CENC et recommande que les ajouts aux installations de l'année d'essai soient réduits en conséquence.

4.11 Exclusion de la centrale de 7,5 MW desservant Pine Point Mines

La CENC a indiqué qu'elle disposait d'une entente d'approvisionnement avec Pine Point Mines qui comprend un barème de paiements liés à une centrale diesel de 7,5 MW installée spécifiquement pour Pine Point Mines, par la CENC. Le barème précise les paiements que la mine doit faire en ce qui concerne le principal et l'intérêt sur l'investissement de la CENC dans la centrale.

À la lumière de cette entente, l'Office recommande qu'aux fins d'établissement des taux, la valeur comptable nette de cette centrale soit exlue de la base des taux dans la zone tarifaire hydro des T.N.-O. et, qu'en outre, le coût d'intérêt associé soit exclu de la détermination de la moyenne pondérée du coût de la dette pour l'année d'essai.

4.12 Provision pour le fonds de roulement

4.12.1 Provision pour le fonds de roulement en espèces

Dans son mémoire, la CENC a inclus une provision pour un fonds de roulement en espèces fondé sur un

décalage moyen de 25,425 jours dans l'ordonnancement des paiements et des rentrées. Pendant l'enquête, la société a modifié ce chiffre à 30,41 jours. Ce calcul de la provision était fondé sur une étude d'écart de temps plus poussée qui incorporait des améliorations suggérées par l'un des intervenants pour la détermination de l'écart moyen net des rentrées et un échantillon plus important de comptes de recettes.

Au cours de l'enquête, l'Office a noté que la CENC, dans son étude plus poussée, avait déterminé de façon erronée les jours-dollars pour les dépenses de combustible. En se servant du chiffre exact dans la détermination des jours d'écart pondérés moyens des dépenses, on arrive à un écart moyen net de 31,59 jours. Par conséquent, l'Office recommande que le nombre de jours utilisés pour déterminer la provision pour le fonds de roulement en espèces de l'année d'essai soit de 31,59 jours.

Un certain nombre d'intervenants ont suggéré que des études d'écart de temps distinctes soient faites pour chacune des zones tarifaires.

L'Office n'est pas persuadé qu'en ce moment la CENC devrait faire des études d'écart de temps distinctes pour chacune des zones tarifaires, et recommande donc que, pour ce qui est de l'année d'essai, la provision pour le fonds de roulement en espèces de chaque centre de coût et de chaque zone tarifaire soit déterminée sur 31,59 jours.

4.12.2 Réduction de l'inventaire du combustible à Faro - Zone tarifaire hydro du Yukon

Dans l'estimation de l'inventaire moyen du combustible de l'année d'essai, la CENC a augmenté de 2 pour cent en 1984-1985 la moyenne des inventaires d'ouverture et de clôture de combustible de l'année d'essai, à chaque emplacement de centrale, et de 2 pour cent supplémentaires pour l'année d'essai, afin de couvrir l'accroissement de coût dû à l'inflation.

La CENC a déposé des renseignements montrant que les inventaires d'ouverture et de clôture de Faro, au cours de l'année de base, étaient de 246 236 $ et 97 917 $ respectivement. La CENC a indiqué que l'inventaire du combustible de Faro avait été réduit à cause d'une baisse de la consommation d'électricité de Cyprus Anvil. Étant donné que l'on prévoit que les besoins de combustible diesel à Faro seront plus faibles pour l'année d'essai, la CENC a convenu que la somme de 97 917 $ serait une meilleure prévision à utiliser comme base de calcul du chiffre de l'année d'essai.

Par conséquent, l'Office recommande que l'inventaire du solde de combustible à la fin de l'année de base soit utilisé comme fondement pour l'inventaire de l'année d'essai à Faro. L'effet de ce redressement se traduit par une réduction de 77 000 $ de l'inventaire moyen de l'année d'essai pour la zone tarifaire hydro du Yukon.

4.12.3 Moyenne de 13 mois pour les inventaires

Dans sa provision pour le fonds de roulement, la CENC a calculé l'inventaire des matières et des fournitures d'exploitation en se servant d'une simple moyenne du solde d'ouverture et clôture pour l'année de base, augmentée de 2 pour cent pour l'inflation dans l'année provisoire et l'année d'essai. Dans les zones tarifaires diesel, cet inventaire comprend principalement le stock de combustible diesel.

La CENC a déclaré que certaines des centrales diesel de la Commission reçoivent du combustible sur une base permanente pendant toute l'année, tandis que des agglomérations isolées ne reçoivent le combustible qu'une fois par an, au cours du transport par mer en été. L'Office recommande que la CENC utilise, à l'avenir, une moyenne de 13 mois pour déterminer les inventaires moyens de chaque centre de coût et de chaque zone tarifaire.

4.13 Résumé des redressements de la base des taux

Les recommandations de l'Office relatives aux redressements effectués aux installations en service, à la dépréciation accumulée et à la provision pour le fonds de roulement, sont énumérées dans la présente section pour chaque centre de coûts et chaque zone tarifaire. Les redressements résultants de la base des taux sont repris en détail à l'annexe F.

Centre de coûts du siège social

Provision pour le fonds de roulement

1. Augmenter de 100 000 $ l'inventaire des matériaux et des fournitures d'exploitation afin de refléter le virement de l'inventaire des compteurs (Section 4.8)
2. Redresser les jours d'écart nets à 31,59 jours au lieu de 25,425 jours pour le calcul des besoins en fonds de roulement en espèces (Section 4.12.1).

Centre de coût du bureau régional du Yukon

Provision pour le fonds de roulement

1. Redresser les jours d'écart nets à 31,59 jours au lieu de 25,425 jours pour le calcul des besoins de fonds de roulement en espèces (Section 4.12.1).

Centre de coût du bureau régional des T.N.-O.

Installations en service

1. Réduire de 100 000 $ afin de refléter le virement de l'inventaire des compteurs au centre de coût du siège social (Section 4.8).

Dépréciation accumulée

1. Réduire de 4 000 $, car la CENC a inclus cet inventaire des compteurs dans les installations en service et a inscrit la dépréciation accumulée sur ces compteurs. Cet inventaire a été viré au centre de coût du siège social aux fins d'établissement des taux. (Section 4.8)

Provision pour le fonds de roulement

1. Redresser les jours d'écart nets à 31,59 jours au lieu de 25,425 jours pour le calcul des besoins du fonds de roulement en espèces (Section 4.12.1).

Zone tarifaire hydro du Yukon

Installations en service

1. Réduire de 61 344 000 $ afin de refléter l'élimination du coût de Whitehorse n^{o} 4 (Section 4.2.5).
2. Réduire de 12 000 000 $ afin de refléter le rejet d'une partie des frais d'immobilisations d'Aishihik (Section 4.3.3).
3. Réduire de 800 000 $ afin de refléter l'élimination du coût de la ligne de transport d'électricité proposée entre Whitehorse et Johnson's Crossing (Section 4.7).
4. Augmenter de 285 000 $ afin de refléter l'inclusion du coût du groupe diesel modulaire de Mayo dans la bonne zone tarifaire (Section 4.9).
5. Réduire de 183 000 $ afin de refléter l'estimation révisée du coût de l'année d'essai en ce qui concerne la "sécurité, les installations sécuritaires et les ouvrages au sol" du projet à Aishihik et Whitehorse (Section 4.10).

Dépréciation accumulée

1. Réduire de 994 000 $ afin de refléter l'élimination du coût de Whitehorse n^{o} 4 (Section 4.2.5).
2. Réduire de 1 754 000 $ afin de refléter l'élimination d'une partie des frais d'immobilisations d'Aishihik (Section 4.3.3).
3. Réduire de 3 813 000 $ afin de refléter l'utilisation d'une durée de vie de 65 ans dans la dépréciation des centrales hydro-électriques, à l'exception de la centrale de Mayo (Section 4.5.1).
4. Réduire de 13 000 $ afin de refléter l'élimination du coût de la ligne de transport d'électricité proposée entre Whitehorse et Johnson's Crossing (Section 4.7).
5. Augmenter de 185 000 $ afin de refléter l'inclusion du coût du groupe diesel modulaire de Mayo dans la bonne zone tarifaire (Section 4.9).

Provision pour le fonds de roulement

1. Redresser les jours d'écart nets à 31,59 jours au lieu de 25,425 jours, pour le calcul des besoins du fonds de roulement en espèces (Section 4.12.1)
2. Réduire de 77 000 $ l'inventaire des matériaux et des fournitures d'exploitation de l'année d'essai afin de refléter la réduction de l'inventaire de combustible à Faro (Section 4.12.2).

Zone tarifaire diesel du Yukon

Installations en service

1. Réduire de 119 000 $ afin de refléter les estimations révisées des coûts de l'année d'essai en ce qui concerne "l'entrepôt, le garage et les bureaux" du projet à Dawson (Section 4.10).

Provision pour le fonds de roulement

1. Redresser les jours d'écart nets à 31,59 jours au lieu de 25,425 jours pour le calcul des besoins du fonds de roulement en espèces (Section 4.12.1).

Zone tarifaire hydro des T.N.-O.

Installations en service

1. Réduire de 219 000 $ afin de refléter l'inclusion du coût des groupes électrogènes diesel de Clyde River et Inuvik dans la bonne zone tarifaire (Section 4.9).
2. Réduire de 5 380 000 $, pour les installations diesel de 7,5 MW attribuées spécifiquement à Pine Point Mines Ltd. (Section 4.11).

Dépréciation accumulée

1. Réduire de 1 522 000 $ afin de refléter l'utilisation d'une durée de 65 ans dans la dépréciation des centrales hydro-électriques (Section 4.5.1).
2. Réduire de 219 000 $ afin de refléter l'inclusion du coût des groupes électrogènes diesel de Clyde River et Inuvik dans la bonne zone tarifaire (Section 4.9).
3. Réduire de 3 497 000 $, pour les installations diesel de 7,5 MW attribuées spécifiquement à Pine Point Mines Ltd. (Section 4.11).

Provision pour le fonds de roulement

1. Redresser à 31,59 jours au lieu de 25,425 jours les jours d'écart nets pour le calcul des besoins de fonds de roulement en espèces (Section 4.12.1).

Zone tarifaire diesel des T.N.-O.

Installations en service

1. Réduire de 1 524 000 $ afin de refléter le traite-

ment du remplacement de la centrale chaufferie d'Inuvik (Section 4.6.3)

2 Augmenter de 219 000 $ afin de refléter l'inclusion du coût des groupes électrogènes diesel de Clyde River et Inuvik dans la bonne zone tarifaire (Section 4.9)

3 Réduire de 285 000 $ afin de refléter le placement du groupe électrogène diesel modulaire de Mayo dans la bonne zone tarifaire (Section 4.9).

Dépréciation accumulée

1. Réduire de 38 000 $ afin de refléter le traitement du remplacement de la centrale-chaufferie d'Inuvik (Section 4.6.3).

2. Augmenter de 219 000 $ afin de refléter l'inclusion du coût des groupes électrogènes diesel de Clyde River et Inuvik dans la bonne zone tarifaire (Section 4.9)

3 Réduire de 185 000 $ afin de refléter l'inclusion du coût du groupe électrogène diesel modulaire de Mayo dans la bonne zone tarifaire (Section 4.9)

Solde du crédit reporté

1. Réserver une somme de 4 550 000 $ sous forme de crédit reporté afin de refléter l'excédent du produit des assurances par rapport à la valeur comptable nette des immobilisations détruites par incendie à la centrale-chaufferie d'Inuvik (Section 4.6.3)

2. Réduire de 228 000 $ pour refléter l'amortissement du solde du crédit reporté pendant l'année d'essai (Section 4.6.3)

Provision pour le fonds de roulement

1. Redresser les jours d'écart nets à 31,59 jours au lieu de 25,425 jours, pour le calcul des besoins de fonds de roulement en espèces (Section 4.12.1)

Zone tarifaire de chauffage des T.N.-O.

Installations en service

1. Réduire de 225 000 $ afin de refléter le traitement du remplacement de la centrale-chaufferie d'Inuvik (Section 4.6.3)

Dépréciation accumulée

1. Réduire de 6 000 $ afin de refléter le traitement du remplacement de la centrale chaufferie d'Inuvik (Section 4.6.3)

Redressement du solde du crédit reporté

1. Réserver une somme de 812 000 $ sous forme de crédit reporté pour refléter l'excédent du produit des assurances sur la valeur comptable nette des actifs détruits par incendie de la centrale-chaufferie d'Inuvik (section 4.6.3)

2. Réduire de 41 000 $ afin de refléter l'amortissement du solde du crédit reporté pendant l'année d'essai (section 4.6.3).

Provision pour le fonds de roulement

1. Redresser les jours d'écart nets à 31,59 jours au lieu de 25,425 jours pour le calcul des besoins de fonds de roulement en espèce (Section 4.12.1).

Zone tarifaire d'eau et d'égouts des T.N.-O.

Installations en service

1. Réduire de 14 000 $ afin de refléter le traitement du remplacement de la centrale-chaufferie d'Inuvik (Section 4.6.3).

Dépréciation accumulée

1. Réduire de 1 000 $ afin de refléter le traitement du remplacement de la centrale-chaufferie d'Inuvik (Section 4.6.3).

Solde du crédit reporté

1. Réserver une somme de 43 000 $ sous forme de crédit reporté pour refléter l'excédent du produit des assurances par rapport à la valeur comptable nette des actifs détruits par incendie de la centrale-chaufferie d'Inuvik (Section 4.6.3)

2. Réduire de 2 000 $ afin de refléter l'amortissement du solde du crédit reporté pendant l'année d'essai (Section 4.6.3).

Provision pour le fonds de roulement

1. Redresser les jours d'écart nets à 31,59 jours au lieu de 25,425 jours pour le calcul des besoins du fonds de roulement en espèces (Section 4.12.1).

Zone tarifaire de Field (C.-B.)

Provision pour le fonds de roulement

1. Redresser les jours d'écart nets à 31,59 jours au lieu de 25,425 jours pour le calcul des besoins du fonds de roulement en espèce (Section 4.12.1)

Chapitre 5
Taux de rendement

5.1 Généralités

5.1.1 Mémoire

Comme décrit dans l'ordonnance de l'Office nº EHR-1-84, le taux de rendement sur la base des taux aux fins de la présente enquête devait être le coût de la dette liée aux actifs utilisés et utiles. Dans son mémoire, la CENC a employé un taux de rendement de société de 10,1984 pour cent pour déterminer l'élément rendement de ses besoins de recettes pour chaque centre de coût et chaque zone tarifaire (voir annexe G). Ce taux comprenait une prévision de nouveaux emprunts au 31 mars 1985 se chiffrant à 6 678 000 $, à un taux d'intérêt de 13 pour cent, mais excluait les 7 500 000 $ du prêt sans intérêt accordé à la Commission.

Au cours de la présente instance, on a déterminé que les nouveaux emprunts réels seraient de 5 000 000 $, à un taux d'intérêt de 11,625 pour cent. En outre, après la conclusion de la partie de l'enquête se rapportant à la preuve, la CENC a payé d'avance le principal sur certains de ses emprunts en suspens totalisant environ 5 329 000 $ (voir annexe G). Ces paiements ont servi à réduire le taux d'intérêt global de la dette de la CENC à un niveau de 10,1355 pour cent (voir annexe G).

5.1.2 Taux d'intérêt composé

Comme noté dans la section 5.1.1, aux fins de la présente enquête, la CENC s'est servie d'un taux d'intérêt pour l'ensemble de la société, pour la dette, afin de déterminer l'élément rendement des besoins de recettes de chaque centre de coût et de chaque zone tarifaire. À cet égard, selon la CENC, il vaudrait mieux identifier la dette pour l'ensemble de la société plutôt que de déterminer un taux d'intérêt pour chaque zone tarifaire et chaque centre de coût. Pendant le contre-interrogatoire, un témoin de la Commission a déclaré qu'il y avait plusieurs raisons pour lesquelles la CENC pensait que l'utilisation d'un taux d'intérêt composé pour la dette était plus approprié, en faisant remarquer que ces motifs étaient en grande partie de nature administrative.

Dans sa plaidoirie finale, la CENC a noté que l'utilisation d'un taux d'intérêt particulier pour chaque zone tarifaire avait été suggéré au cours de l'instance. Toutefois, la Commission a soutenu que les intervenants appuyaient, en règle générale, la méthode dont s'est servie la CENC dans son mémoire.

En ce qui concerne l'utilisation d'un taux d'intérêt composé pour la dette, la preuve de la Cominco a indiqué que la méthode employée par la CENC semblait être acceptable et a laissé entendre que cette pratique est courante dans l'industrie des services publics. L'Office note que ICG (Utilities (Plains-Western) Ltd.) a aussi appuyé l'utilisation d'un taux d'intérêt composé pour la dette de la CENC.

Selon l'avis de divers intervenants, le taux d'intérêt de la dette de la CENC devrait être calculé de façon distincte pour chaque zone tarifaire. À cet égard, des préoccupations avaient été soulevées quant à la méthode proposée par la CENC, étant donné la possibilité qu'un groupe de clients subventionne un autre dans la mesure où les coûts d'intérêt n'avaient pas été attribués de façon convenable à chaque groupe. À l'appui de ce point de vue, un témoin représentant le G.T.N.-O. a noté la différence importante entre les taux d'intérêt à payer sur la dette associée aux projets de chacun des deux territoires.

L'Office note qu'il y a un certain désaccord quant à l'utilisation d'un taux d'intérêt composé pour la CENC. Toutefois, étant donné les circonstances actuelles et ayant tenu compte des pratiques antérieures et des recommandations décrites dans le présent rapport, il trouve qu'il est pertinent de se servir d'un taux d'intérêt composé aux fins d'établissement des taux fondés sur le coût pour l'année d'essai de la CENC.

5.1.3 Prêt sans intérêt

Actuellement, la CENC a un emprunt sans intérêt se chiffrant à 7 500 000 $. La Commission n'a pas inclus ce prêt dans la détermination de son taux d'intérêt composé pour l'année d'essai. À l'appui de son calcul du taux d'intérêt composé, un témoin de la CENC a déclaré que, bien que le taux d'intérêt global de la

dette n'ait pas été réduit pour refléter ce prêt sans intérêt, les revenus prévus sur l'intérêt à gagner sur les fonds disponibles à la suite de ce prêt ont été inscrits au crédit des besoins de recettes de l'année d'essai de la CENC.

Selon la Cominco, ce prêt avait été prévu pour couvrir le fonds de roulement et, étant donné que le fonds de roulement est un élément de la base des taux, ce prêt devrait être inclus dans la détermination du taux d'intérêt global de la Commission. En outre, dans sa plaidoirie finale, la Cominco a déclaré que l'inclusion ou l'exclusion du prêt de fonds de roulement du calcul du taux d'intérêt composé est une question totalement distincte du traitement que l'on devrait accorder à l'intérêt gagné sur les investissements.

Pour ce qui est de la détermination du taux d'intérêt de la dette de la CENC, l'Office considère que toute la dette liée à la base des taux de l'année d'essai de la Commission devrait être examinée. Par conséquent, après avoir examiné la preuve, l'Office recommande que la somme de 7 500 000 $, de l'emprunt sans intérêt de la CENC, soit incluse dans le calcul du taux d'intérêt global de la Commission.

5.2 Emprunts à reporter

Comme discuté dans la section 4.2.5, l'Office a recommandé que les installations de Whitehorse n^{O} 4 soient exclues de la base des taux de la CENC pour l'année d'essai. Par conséquent, les emprunts non payés de Whitehorse n^{O} 4 ont été exclus de la détermination par l'Office du taux d'intérêt de l'année d'essai de la Commission (voir l'annexe H pour les détails se rapportant aux emprunts reportés).

Dans la section 4.2.5, l'Office a recommandé que la dépréciation liée à Whitehorse n^{O} 4 soit incluse dans les besoins de recettes de la zone tarifaire hydro du Yukon. Il recommande en outre que les recettes obtenues à la suite de cette dépréciation, soient utilisées pour rembourser le principal non payé associé aux emprunts connexes de Whitehorse n^{O} 4.Ces paiements devraient se faire sur tous les prêts non remboursés de Whitehorse n^{O} 4 en proportion directe au solde non remboursé de chaque prêt. En outre, l'Office recommande que les ententes liées aux prêts soient modifiées pour que les remboursements exigibles sur le principal soient égaux aux imputations de dépréciation de Whitehorse n^{O} 4.

Comme noté plus haut, l'Office a recommandé l'exclusion de Whitehorse n^{O} 4 de la base des taux de l'année d'essai. Par conséquent, aucune provision de rendement n'a été incluse dans les besoins de recettes de l'année d'essai en ce qui concerne les installations de Whitehorse n^{O} 4.

Toutefois, l'Office a aussi recommandé, dans la section 4.2.5, que tout Whitehorse n^{O} 4 ou une partie de ce dernier soit progressivement introduit dans la base tarifaire hydro du Yukon, au moment où l'on commence à se servir de ce groupe pour remplacer la production diesel. En ce qui concerne la détermination du taux de rendement global de la CENC, à ce moment-là, l'Office recommande qu'un montant équivalent aux prêts à rembourser, au titre des actifs de Whitehorse n^{O} 4 progressivement introduits dans la base des taux, soit inclus dans la capitalisation de la CENC au taux d'intérêt composé de tous les prêts à rembourser sur Whitehorse n^{O} 4. L'Office recommande qu'entre temps, les ententes d'emprunt associées à Whitehorse n^{O} 4 soient modifiées pour qu'aucun intérêt ne soit dû sur les prêts avant que les coûts de ces actifs ne soient progressivement introduits dans la base des taux.

5.3 Prêts à remettre et à radier

La capitalisation de la CENC est financée principalement par la dette, avec des sommes d'argent reçues du gouvernement fédéral au moyen de prêts à intérêt. Dans les circonstances présentes, les obligations d'endettement de la CENC comprennent des emprunts qui sont associés à des actifs qui ne sont plus utilisés ni utiles. De même, une évaluation des actifs actuellement en service indique, pour l'année d'essai, que la somme des emprunts non remboursés par la CENC dépasse la valeur comptable nette de la base des taux de la Commission. À cet égard, l'Office considère qu'il convient, dans la détermination des taux fondés sur le coût de la CENC, que les emprunts non remboursés soient égaux à la base des taux.

Normalement, les actionnaires ordinaires d'une société en seraient les propriétaires. Toutefois, dans le cas présent, le détenteur de la dette de la CENC (soit le gouvernement fédéral) est le propriétaire de la Commission. L'Office note que nombreux sont les événements qui ont eu lieu dans les opérations de toute société qui relève directement du contrôle des propriétaires. À cet égard, il considère que le cas actuel, où les emprunts non remboursés dépassent la base des taux est, dans une certaine mesure, le résultat de décisions antérieures prises par le propriétaire de la Commission. Étant donné que l'Office trouve que, dans le cas de la CENC, les emprunts non remboursés devraient être égaux à la base des taux, il considère pertinent pour le gouvernement fédéral d'absorber une radiation suffisante des emprunts pour arriver à ce résultat. Compte tenu de ce qui précède, l'Office recommande que les emprunts, dont le montant représente la différence entre la base des taux et les emprunts non remboursés, soient remis par le gouvernement fédéral et qu'ils soient radiés par

la CENC. Une explication détaillée relative à la remise et à la radiation des emprunts est donnée dans les sections 5.3.1 à 5.3.4.

5.3.1 Whitehorse n^{O} 4

Comme il est décrit dans la section 4.2.4, l'Office a recommandé qu'une somme se rapportant aux aleviniers et aux modifications des grillages empêchant le passage des poissons et se chiffrant à 1 850 000 $ ne soit pas incluse dans la base des taux de la CENC. Par conséquent, il recommande en outre que le principal non remboursé de Whitehorse n^{O} 4, se rapportant à des emprunts totalisant 1 850 000 $, soit remis par le Gouvernement du Canada et radié par la suite par la CENC. À cet égard, l'Office recommande que le prêt n^{O} B230-05 soit partiellement remis et radié. Ce prêt a été choisi à cause de son taux d'intérêt (13,75 pour cent) qui se rapproche le plus près du taux d'intérêt composé original de la dette de Whitehorse n^{O} 4 (voir annexe I).

5.3.2 Aishihik

L'Office, dans la section 4.3.3, recommande que les coûts totalisant 10 256 157 $, soient déduits de la base des taux, en ce qui concerne les dépassements de coût sur Aishihik. Par conséquent, il recommande que les emprunts totalisant cette somme soient remis et radiés. L'Office note que le modèle d'emprunts associés à Aishihik semble suggérer que les dépassements ont eu lieu en 1976, soit l'année au cours de laquelle la majorité des prêts liés à Aishihik ont été émis. Pour choisir des prêts particuliers à remettre et à radier, l'Office a choisi des prêts en série, à compter des emprunts les plus récents faits en 1976, parce que ces emprunts n'auraient pas été faits si aucun dépassement de coût n'avait été subi (voir l'annexe I qui donne le résumé des emprunts recommandés pour remise et radiation).

5.3.3 Actifs qui ne sont pas en service

Dans son mémoire, la CENC a identifié des prêts non remboursés se rapportant aux actifs qui ne sont pas en service avec une valeur du principal estimée à 13 085 000 $. Ces emprunts étaient associés aux actifs qui ne sont plus utiles ni utilisés, à l'intérêt durant la construction qui n'avait pas été capitalisé auparavant et à certains équipements qui n'avaient pas été inclus dans le cycle de production de la CENC.

Après l'achèvement de la phase sur la preuve de l'enquête, la CENC a payé d'avance une partie des soldes de prêt non remboursés liés à ces actifs. Après ce paiement préliminaire, le solde estimé des emprunts non remboursés au 31 mars 1985 et associés aux actifs qui ne sont plus en service était d'environ 9 266 000 $.

Au cours de l'enquête, plusieurs intervenants ont fait valoir que les emprunts associés aux actifs non en service devraient être radiés. À cet égard, le témoin de l'un des intervenants a déclaré qu'une radiation de ces prêts serait justifié si l'Office voulait réaliser son objectif d'établir des taux fondés sur le coûtde, pour la CENC. Au cours du contre-interrogatoire, un témoin de la Commission a déclaré qu'il souscrivait à ce point de vue.

L'Office considère que les prêts non remboursés de la CENC devraient être liés aux actifs actuellement en service. Ayant examiné la preuve sur cette question, l'Office recommande que des prêts totalisant 9 266 000 $, se rapportant aux actifs qui ne sont plus en service, soient remis et radiés. Aux fins d'établissement de taux fondés sur le coût, l'Office a choisi d'abord les prêts à remettre et à radier selon des installations particulières, dans la mesure du possible. Lorsqu'on pouvait relier un actif non en service à une installation particulière, le taux d'intérêt moyen de la dette de cette installation avait été calculé et les prêts à remettre et à radier ont été choisis lorsque les taux d'intérêt étaient proches de ce taux d'intérêt moyen. Les prêts à remettre et à radier ont été choisis d'une façon analogue pour les actifs non en service qui pouvaient seulement être reliés à un centre de coût particulier ou à une zone tarifaire particulière. Les prêts égaux à tout autre actif non en service ont été choisis pour remise et radiation en se fondant sur la proximité de leur taux d'intérêt par rapport au taux d'intérêt global résiduel de la dette de la CENC (voir l'annexe I pour le résumé des prêts recommandés pour la remise et la radiation).

5.3.4 Sous-recouvrement de la dépréciation

Comme ordonné par l'Office, la CENC a présenté un nouvel état de la dépréciation accumulée dans son mémoire, en se servant seulement de la méthode linéaire par opposition à la méthode utilisée auparavant, qui combinait les techniques de dépréciation linéaire et d'annuités. Comme décrit dans la section 4.4., le sous-recouvrement résultant de la dépréciation et amené par le nouvel état de la dépréciation accumulée est de 35 650 000 $. Bien que l'Office trouve qu'il est souhaitable de remettre et de radier les emprunts égaux au sous-recouvrement de la dépréciation, il note que la différence entre les prêts non remboursés (tels que révisés pour refléter les recommandations discutées auparavant) et la base des taux redressés de l'année d'essai est inférieure à la somme déclarée de sous-recouvrement de la dépréciation. Par conséquent, afin d'établir l'égalité entre les em-

prunts non remboursés et la base des taux de l'année d'essai, l'Office recommande que la remise et la radiation des emprunts associés au sous-recouvrement de la dépréciation se limitent à une somme égale à la différence entre les emprunts non remboursés et la base des taux de l'année d'essai.

Dans la détermination des emprunts à remettre et à radier au titre du sous-recouvrement de la dépréciation, l'Office note que ce sous-recouvrement provient du nouvel état de dépréciation fondé seulement sur la méthode linéaire. Par conséquent, il considère que les emprunts à remettre et à radier devraient provenir du groupe d'emprunts d'annuités non remboursées. En essayant de choisir des emprunts particuliers à remettre et à radier, on avait observé qu'un centre de coût particulier subissait un sur-recouvrement de la dépréciation à la suite du nouvel état présenté sur le coût de la dépréciation. De même, certaines zones tarifaires qui subissaient un sous-recouvrement de la dépréciation avaient des bases de taux qui dépassaient les emprunts non remboursés. Ces facteurs avaient empêché l'Office de choisir des emprunts identifiés par les installations, les centres de coût ou la zone tarifaire. Au lieu de cela, il a d'abord calculé le taux d'intérêt réel de tous les emprunts d'annuités restants comme étant d'environ 8,2 pour cent. Les emprunts ont ensuite été choisis pour la remise et la radiation en se fondant sur la proximité de leurs taux d'intérêt à cette moyenne et sur l'ordre selon lequel ils apparaissent dans le mémoire (voir l'annexe I pour un résumé des emprunts recommandés pour la remise et la radiation).

5.4 Taux de rendement de la base des taux

Après avoir examiné toute la preuve présentée et ayant fondé ses conclusions sur celle-ci, l'Office considère que le taux de rendement approprié de la base des taux de la CENC, au cours de l'année d'essai, devrait être de 8,64 pour cent. Ce taux a été arrondi vers le haut à partir du taux précis calculé par l'Office (voir annexe J) afin d'empêcher la CENC d'éprouver un manque étant donné qu'il s'agit du recouvrement des dépenses d'intérêt.

Chapitre 6
Besoin de recettes

6.1 Introduction

Aux fins de conception de taux fondés sur les coûts, la CENC a calculé ses coûts de fourniture de services publics, c'est-à-dire ses besoins de recettes pour l'année d'essai, en se servant de la méthode des taux de rendement de la base des taux. Les besoins de recettes de chaque centre de coût, soit le siège social et les deux bureaux régionaux, et de chaque zone tarifaire, comprennent les dépenses d'exploitation et d'entretien, les dépenses de dépréciation et un rendement de la base des taux. Les besoins de recettes de chaque zone tarifaire comprennent aussi une part des besoins de recettes du siège social et du bureau régional.

Les observations et recommandations de l'Office sur les divers éléments de besoins de recettes apparaissent dans les sections suivantes du présent chapitre. Les redressements recommandés par l'Office aux besoins de recettes de la CENC, sur une base consolidée, sont résumés au tableau 6-1 et ils sont indiqués pour chaque zone tarifaire au tableau 6-2 et pour chaque centre de coût au tableau 6-3. Les tableaux K-1 à K-10 de l'annexe K donnent plus de détails à ce sujet.

Tableau 6-1

Besoins de recettes nets consolidés de l'année d'essai (000 $)

Détails particuliers	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE	Recommandé par l'ONE
COUT DU SERVICE			
Depenses d'exploitation			
Traitements et salaires	16 348	–	16 348
Combustible	29 583	8	29 591
Fournitures et services	16 779	(623)	16 156
Dépenses de déplacement	2 572	(78)	2 494
Total	**65 282**	**(693)**	**64 589**
Depense de depreciation	12 326	(1 607)	10 719[2]
Amortissement des crédits reportes	–	(270)	(270)
TOTAL DU COÛT DU SERVICE	77 608	(2 570)	75 038
Moins Virement sortant	1 193	–	1 193
Recettes d'interét	1 089	(589)	500
COÛT NET DU SERVICE	**75 326**	**(1 981)**	**73 345**
Rendement	22 052	(9 775)	12 277
TOTAL DES BESOINS DE RECETTES	**97 378**	**(11 756)**	**85 622**
Moins Autres déductions	743	–	743
BESOIN NET DE RECETTES	**96 635**	**(11 756)**	**84 879**

Tableau 6-2

Ventilation des besoins de recettes nets consolidés par zone tarifaire y compris les attributions du siège social et du bureau régional (000 $)

	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE[1]	Recommandé par l'ONE
ZONE TARIFAIRE HYDRO DU YUKON	19 950	(8 404)	11 546
ZONE TARIFAIRE DIESEL DU YUKON	2 320	(15)	2 305
ZONE TARIFAIRE DE FIELD (C B)	346	3	349
ZONE TARIFAIRE HDYRO DES T N -O	16 004	(1 381)	14 623
ZONE TARIFAIRE DIESEL DES T N -O	50 232	(1 421)	48 811
ZONE TARIFAIRE DE CHAUFFAGE DES T N -O	7 302	(464)	6 838
ZONE TARIFAIRE D'EAU ET D'EGOUTS DES T N -O	481	(74)	407
TOTAL	**96 635**	**(11 756)**	**84 879**

Tableau 6-3

Besoins de recettes des centres de coûts pour l'année d'essai (000 $)

	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE[1]	Recommandé par l'ONE
SIEGE SOCIAL	5 184	504	5 688
BUREAU REGIONAL DU YUKON	410	(3)	407
BUREAU REGIONAL DES T N -O	206	(17)	189
TOTAL	**5 800**	**484**	**6 284**

6.2 Dépenses d'exploitation et d'entretien

6.2.1 Généralités

Les principaux domaines examinés au cours de l'enquête en ce qui concerne les dépenses d'exploitation et d'entretien étaient:

1. les prévisions de charge et de production;
2. les salaires et traitements, y compris les avantages sociaux;
3. les dépenses de combustible; et
4. les autres dépenses d'exploitation et d'entretien.

1 Pour les redressements de l'ONE, voir les tableaux K-1 à K-10 de l'annexe K, qui donnent les besoins de recettes pour chaque centre de coût et chaque zone tarifaire.

2 Comprend la dépreciation de 900 000 $ sur Whitehorse n° 4 (voir tableau K-4 de l'annexe K)

Sur une base consolidée, la CENC prévoyait que ses dépenses d'exploitation et d'entretien, pour l'année d'essai, seraient d'environ 65 282 000 $, soit une augmentation d'environ 20 pour cent par rapport à l'année de base.

6.2.2 Prévisions de la charge et de la production

Dans son mémoire, la CENC donne une prévision de ses dépenses d'exploitation et d'entretien en les fondant sur les prévisions de charge et de production de l'année d'essai qui avaient été établies en juin 1984. Au cours de l'enquête, elle a déposé une prévision mise à jour de la charge et de la production en date d'octobre 1984. La prévision mise à jour donnait plusieurs chiffres révisés par rapport à celle de juin 1984, pour que le reste de son mémoire reflète les prévisions révisées, la CENC a indiqué qu'un nombre considérable de changements devrait être apporté aux trois volumes de son mémoire.

Bien que l'Office considère qu'il serait normalement souhaitable d'utiliser les prévisions les plus récentes pour la conception des taux, il est convaincu qu'il ne serait pas utile d'exiger, dans cette affaire, que la CENC révise pratiquement tout son mémoire pour l'année d'essai. Par conséquent, l'Office s'est servi des prévisions de juin 1984 comprises dans le mémoire pour déterminer le coût du service et les taux fondés sur le coût pour chaque zone tarifaire de l'année d'essai.

6.2.3 Salaires, traitements et avantages sociaux

La Commission, dans sa prévision des salaires et des traitements de l'année d'essai, a prévu une augmentation de 4 pour cent par rapport à l'année provisoire. La CENC a déclaré que le chiffre des 4 pour cent constituait sa meilleure estimation de ce qui pourrait être réalisé au titre des négociations collectives actuelles. En ce qui concerne les avantages sociaux, la Commission a indiqué qu'elle disposait d'un ensemble d'avantages de base qui touche tous les employés et comprend un régime de pension de retraite, les assurances supplémentaires de décès, l'assurance-vie collective, la Croix bleue et les assurances-maladie territoriales ou provinciales. En plus, la Commission a aussi prévu pour tous les employés au nord du 60e parrallèle, une prime d'éloignement pour couvrir la différence du coût de vie et une indemnité environnementale. Elle a déclaré que les prévisions de paiement de la prime d'éloignement pour l'année d'essai étaient fondées sur les barèmes des primes de postes isolés émis par le Conseil du Trésor.

L'Office trouve que la demande d'une augmentation de 4 pour cent pour les salaires et traitements de la CENC est raisonnable, à la lumière des négociations salariales actuelles et des tendances générales du taux d'inflation. Il accepte aussi les prévisions de la CENC au titre du coût des avantages sociaux des employés à inclure dans le coût du service.

Les intervenants ont exprimé leur inquiétude au sujet des augmentations significatives par rapport à l'année de base, au titre des salaires et des traitements attribués aux différentes fonctions des diverses zones tarifaires. La preuve montre que les augmentations provenaient de perfectionnements que la CENC a apportés aux méthodes de budgétisation utilisées pour répartir les coûts de main-d'oeuvre entre les installations-mères et les centrales satellites et pour les attribuer à chaque fonction de chaque zone tarifaire. L'Office accepte les perfectionnements apportés par la CENC.

6.2.4 Dépenses de combustible

Dans l'estimation de ses besoins de combustibles diesel pour l'année d'essai, la CENC s'est servie de ses prévisions de production de juin 1984 ainsi que des estimations d'efficacité, au titre du combustible, des centrales individuelles. En ce qui concerne les zones tarifaires hydro, la CENC a supposé des conditions d'hydraulicité normales. Dans son calcul des dépenses de combustible de l'année d'essai, la CENC a supposé une augmentation de 2 pour cent du prix du combustible diesel par rapport aux prix de 1984-1985.

Dans son estimation des dépenses de combustible de l'année d'essai, pour la zone tarifaire diesel des T.N.-O., la CENC avait compris une estimation du coût d'achat d'électricité auprès d'Esso Ressources Canada Limitée, à Norman Wells.

À l'exception de ce qui est décrit ci-après, l'Office accepte les prévisons de la CENC au titre des dépenses de combustible de chaque zone tarifaire pour l'année d'essai.

La CENC a inclus Johnson's Crossing dans la zone tarifaire hydro du Yukon, reflétant ainsi les prévisions de la Commission sur la construction d'une ligne de transport d'électricité entre Whitehorse et Johnson's Crossing, au cours de l'année provisoire.

Étant donné les motifs décrits dans la section 4.7, l'Office n'est pas convaincu que la CENC entreprendra la construction de la ligne de transport d'électricité jusqu'à Johnson's Crossing. Vu qu'il est convaincu de la possibilité de ce que Johnson's Crossing puisse être interconnecté au réseau hydro-électrique au cours de l'année d'essai, au moyen d'une ligne de distribution construite par YECL, l'Office n'a pas éliminé de la zone tarifaire hydro du Yukon les dépenses in-

cluses dans le mémoire pour l'entretien des installations de Johnson's Crossing. Toutefois, il est convaincu qu'il est improbable qu'une interconnexion quelconque se fasse avant le milieu de l'année d'essai. Par conséquent, l'Office a supposé qu'il était pertinent d'augmenter les dépenses de combustible de 7 650 $ dans la zone tarifaire hydro du Yukon, somme qui constitue les prévisions de l'Office au titre du combustible diesel à Johnson's Crossing pour six mois de l'année d'essai.

6.2.5 Autres dépenses d'exploitation et d'entretien

Dans son mémoire, les dépenses d'exploitation et d'entretien de la CENC, autres que les salaires et traitements et les dépenses de combustible, ont été regroupées sous les rubriques de dépenses de fournitures et services et frais de déplacement, pour chaque zone tarifaire. La CENC a indiqué que les fournitures et services comprenaient les matériaux et fournitures, les services extérieurs, l'assurance, les taxes municipales et d'autres frais.

Plusieurs intervenants ont exprimé leur inquiétude au sujet du caractère raisonnable des prévisions de la CENC au titre des dépenses d'exploitation et d'entretien pour l'année d'essai. Toutefois, ils ont indiqué qu'ils étaient incapables d'établir une comparaison significative des coûts entre l'année de base et l'année d'essai.

La CENC a déclaré que son budget annuel d'entretien pour chaque zone tarifaire comprenait les prévisions de trois éléments de coût: l'entretien permanent, comme les inspections annuelles, l'entretien préventif ainsi que l'entretien programmé; une provision pour l'entretien non prévu; et des besoins particuliers pour l'année comme les réparations de l'érosion par cavitation, l'entretien des roues mobiles et le débroussaillage aux alentours des lignes de transport d'électricité. La CENC a indiqué que le budget du site d'aménagement d'une centrale peut fluctuer de façon significative d'une année à l'autre selon qu'il est prévu ou non de réviser complètement un groupe électrogène diesel au cours d'une année donnée.

La CENC a déclaré en outre que les dépenses réelles de l'année de base n'étaient pas caractéristiques car la Commission, dont les taux devraient respecter les lignes directrices du Canada sur les prix, avait mis en oeuvre un certain nombre de mesures de diminution des coûts qui ont mené au report de nombreux programmes de faible priorité. La CENC a aussi déclaré qu'elle avait introduit, dans l'année provisoire, des programmes annuels d'inspection et d'entretien pour améliorer la fiabilité du réseau.

L'Office reconnaît que les programmes d'entretien d'une année donnée peuvent ne pas se comparer à ceux d'une année antérieure en ce qui concerne la portée des travaux et des coûts totaux. Il note que ces circonstances limitent la validité de tout jugement sur le caractère raisonnable du budget des dépenses d'exploitation et d'entretien de la CENC pour l'année d'essai, en comparaison de celui d'une année antérieure. Toutefois, l'Office note qu'au cours des deux années 1982-1983 et 1983-1984, les dépenses réelles d'exploitation et d'entretien de la CENC, à l'exclusion du combustible et des imprévus, étaient inférieures de 5,7 et 7,3 pour cent respectivement par rapport au budget et que la CENC a indiqué au cours de l'enquête qu'elle prévoyait que ses dépenses réelles d'exploitation et d'entretien pour 1984-1985, à l'exception du combustible, seraient inférieures aux dépenses prévues au budget à raison d'environ 3,5 pour cent.

Sur la base de l'examen des résultats réels par rapport au budget de la CENC pour les trois dernières années, l'Office trouve qu'il est pertinent de réduire, aux fins d'établissement des taux, les dépenses d'exploitation et d'entretien (à l'exclusion des traitements et des salaires et du combustible) telles que budgétisées et présentées par la CENC dans son mémoire. Dans son calcul des besoins de recettes de l'année d'essai pour la CENC, l'Office a donc réduit de 3 pour cent les dépenses d'exploitation et d'entretien (à l'exclusion des traitements, des salaires et du combustible) pour chaque centre de coût et chaque zone tarifaire.

En supplément à ce redressement de 3 pour cent, l'Office trouve qu'il faut faire un redressement supplémentaire aux dépenses des fournitures et services des zones tarifaires hydro et diesel des T.N.-O. Au cours du contre-interrogatoire, la CENC a déclaré que les sommes de 65 800 $ et 53 800 $ prévues respectivement pour la zone hydro et la zone diesel des T.N.-O., au titre du programme d'appréciation du capital, ne seraient pas dépensées pendant l'année d'essai. Par conséquent, l'Office recommande que ces sommes soient exclues du coût du service de l'année d'essai, pour ces zones tarifaires.

L'Office a tenu compte des redressements ci-desus dans son calcul des besoins de recettes de chaque centre de coût et de chaque zone tarifaire.

6.2.6 Autres questions

6.2.6.1 Entretien non programmé

Sur une base consolidée, la CENC a prévu 2 000 000 $ dans le coût du service de l'année d'essai pour l'entretien non programmé et elle s'est servie de la formule suivante

pour répartir cette somme entre chaque zone tarifaire. Dix pour cent de cette somme (200 000 $) ont été attribués aux zones tarifaires hydro et les 90 pour cent restant (1 800 000 $) ont été attribués aux zones tarifaires diesel. Les 200 000 $ attribués aux zones tarifaires hydro ont été répartis proportionnellement entre les zones hydro du Yukon et celles des T.N.-O., selon les prévisions respectives de production diesel pour l'année d'essai. Les 1 800 000 $ attribués aux zones tarifaires diesel l'ont été proportionnellement sur une base analogue entre les zones tarifaires diesel du Yukon, des T.N.-O. et de Field (C.-B.). Dans chaque zone tarifaire, la CENC a attribué à la fonction production une somme pour l'entretien non programmé, car les coûts non prévus subis pour d'autres installations ont été minuscules par rapport à ceux des installations de production.

L'Office note que la portée de l'entretien non prévu peut être certainement liée à l'âge des centrales et du matériel et au niveau d'entretien programmé exécuté. La formule de la CENC, pour l'attribution de la somme prévue pour l'entretien non prévu à une zone tarifaire, ne tient pas compte du coût réel de l'entretien imprévu subi dans cette zone. En fait, les résultats de la formule vont vraisemblablement refléter des événements qui ont eu lieu dans d'autres zones tarifaires, comme les augmentations ou les dimunitions de la production d'électricité des groupes diesel. La preuve montre qu'en se servant de la méthode de la CENC, la somme attribuée à la zone tarifaire diesel du Yukon était de 86 500 $ ce qui constituait environ 37 pour cent des 230 000 $ de dépenses globales d'entretien de production de cette zone et environ 60 pour cent de la somme prévue dans le budget pour l'entretien non programmé de la production de cette zone. Lorsque l'on a interrogé la CENC pour savoir s'il convenait davantage d'établir des prévisions distinctes d'entretien programmé pour chaque zone tarifaire, sur la base des données historiques, elle a répondu que de telles prévisions pourraient être faites.

L'Office considère qu'à l'avenir, la CENC devrait estimer les dépenses d'entretien non programmé, pour chaque zone tarifaire, sur la base de l'expérience antérieure de tels événements dans cette zone tarifaire. Toutefois, vu le manque de renseignements nécessaires permettant de se servir de cette méthode pour l'année d'essai, l'Office a accepté la méthode exposée dans le mémoire de la CENC.

6.2.6.2 Capitalisation par rapport aux dépenses

Dans son budget d'entretien pour l'année d'essai, la CENC a prévu plusieurs postes comme les remplacements de poteaux ainsi que les rénovations, les améliorations thermiques et les réparations de toitures des immeubles. On avait interrogé la CENC au sujet de la pertinence du classement de telles dépenses étant donné que d'autres services publics auraient capitalisé certaines de ces dépenses. Par exemple, un témoin de YECL a déclaré que sa société aurait capitalisé le remplacement des poteaux ainsi que l'installation des tronçons de poteaux et des haubans de garde et aurait mis sous la rubrique "dépenses" les rénovations, les améliorations thermiques et les réparations de toitures des immeubles.

L'Office recommande que la CENC examine la politique de capitalisation et de dépenses des autres services publics afin de déterminer si sa propre politique en la matière devrait être révisée.

En outre, au cours du contre-interrogatoire, la CENC a indiqué qu'il y a eu des cas où une dépense classée à l'origine sous la rubrique dépenses, aux fins d'établissement des taux, avait été ensuite capitalisée. La CENC reconnaissait que les clients auraient, par conséquent, à payer pour les dépenses deux fois; une fois par l'intermédiaire du coût du service utilisé pour établir les taux de l'année et ensuite par l'intermédiaire des dépenses de dépréciation imputées aux taux des futures années.

L'Office recommande qu'à l'avenir, la CENC ne capitalise pas tout ce qui a déjà été budgétisé comme dépense dans la détermination des besoins de recettes dont on se sert pour établir les taux d'une année donnée.

6.3 Dépenses de dépréciation

Dans son mémoire, la CENC a inclus des dépenses de dépréciation dans les besoins de recettes de chaque centre de coût et de chaque zone tarifaire en se fondant sur les actifs qu'elle prévoyait être en service durant l'année d'essai. Ayant tenu compte de ses observations du chapitre 4 relatives à la valeur capitalisée des actifs et à la durée de ces derniers pour l'établissement de la dépréciation, l'Office a réduit de 1 607 000 $ les dépenses de dépréciation déposées par la CENC, sur une base consolidée. Les redressements de l'Office au titre des dépenses de dépréciation pour chaque centre de coût et chaque zone tarifaire, sont indiqués aux tableaux K-1 à K-10 de l'annexe K.

6.4 Amortissement du crédit reporté

En se fondant sur les recommandations faites dans la section 4.6.3, l'Office a déterminé que la somme annuelle d'amortissement, en ce qui concerne l'amortissement du crédit reporté associé à l'excédent de produits d'assurance par rapport à la valeur comptable

nette des actifs détruits dans l'incendie, à Inuvik (T.N.-O.), devrait être de 270 260 $.

L'Office recommande que cette somme soit portée au crédit du coût du service de l'année d'essai. Par conséquent, il a redressé les besoins de recettes des zones tarifaires diesel des T.N.-O., des zones tarifaires de chauffage des T.N.-O. et des zones tarifaires d'eau et d'égouts des T.N.-O. au moyen des sommes décrites dans les tableaux K-8 à K-10 de l'annexe K.

6.5 Rendement de la base des taux

La CENC a inclus un rendement de la base des taux dans les besoins de recettes de chaque centre de coût et de chaque zone tarifaire. À la suite des recommandations qu'il a données dans les chapitres 4 et 5, l'Office a réduit de 9 775 000 $ le rendement cherché par la CENC, sur une base consolidée. Les redressements de l'Office au titre du rendement de la base des taux, pour chaque centre de coût et chaque zone tarifaire, sont donnés dans les tableaux K-1 à K-10 de l'annexe K.

6.6 Répartition des besoins de recettes du siège social

Dans son mémoire, la CENC a attribué les besoins de recettes du siège social aux zones tarifaires proportionnellement aux salaires et traitements directs. Ceci constituait un changement par rapport à la méthode de répartition suivie par la CENC depuis 1977. Dans la méthode antérieure, les besoins de recettes du siège social étaient répartis entre les régions desservies d'après la demande (30 pour cent), l'énergie (30 pour cent), le nombre de clients (30 pour cent) et les centrales (10 pour cent).

Plusieurs intervenants ont critiqué la méthode de répartition proposée par la CENC. Le G.T.N.-O. a soutenu que la répartition des coûts du siège social d'après les traitements et les salaires ne convenait pas, car une proportion excessive des coûts du siège social était attribuée aux zones tarifaires diesel exigeant de loin plus de main-d'oeuvre.

La CENC a déclaré qu'il y a plusieurs moyens de répartir les frais généraux, mais aucun d'entre eux ne sera jamais le meilleur pour traiter de toutes les catégories de coût. Toutefois, la CENC a déclaré que les traitements et salaires fournissent une base relativement stable que l'on peut mesurer. La CENC a dit que, à la suite de la recommandation de ses experts-conseils, elle a analysé les fonction du siège social afin d'identifier les coûts qui pourraient être attribués à des domaines particuliers, avant de répartir proportionnellement les coûts restants d'après les salaires et les traitements, mais elle a trouvé que ces coûts d'attribution particulière étaient faibles par rapport à l'ensemble des efforts administratifs qu'il faudrait entreprendre pour les identifier. Lorsqu'on lui a demandé de décrire la relation de cause à effet entre plusieurs dépenses du siège social et les fonctions de la zone tarifaire et de suggérer des bases convenables de répartition de ces dépenses, un témoin de la CENC a déclaré que cette dernière avait suivi exactement la même méthode qu'avant 1976, mais elle a trouvé qu'elle était encombrante et a cherché une méthode plus acceptable du point de vue administratif.

Dans leur plaidoirie finale, le G.T.N.-O. et la Cominco ont proposé que les coûts du siège social soient répartis d'après les sources de coût, dans la mesure où il serait pratique de le faire. Le G.T.N.-O. a suggéré que le reste des coûts devrait être réparti sur une base qui étale les coûts équitablement, comme par exemple tous les autres coûts d'exploitation, sauf ceux du combustible.

La Cominco a suggéré en outre que les coûts du siège social devraient être identifiés par fonction et qu'une étude approfondie devrait être entreprise à l'avenir pour déterminer exactement comment il faudrait répartir ces coûts. Toutefois, la Cominco a indiqué que ces renseignements n'étaient pas disponibles au moment de l'enquête.

L'Office reconnaît que l'on ne peut pas raisonnablement attribuer tous les coûts du siège social aux zones tarifaires en se servant d'une base de répartition unique comme les salaires et traitements ou les dépenses d'exploitation et d'entretien, combustible exclu. Par conséquent, il est probablement nécessaire d'utiliser plus d'une base pour la répartition des coûts du siège social.

L'Office recommande donc que la CENC identifie à l'avenir les coûts de son siège social par fonction et détermine la répartition convenable de chaque coût sectoriel entre les zones tarifaires.

Étant donné que de tels renseignements ne sont pas disponibles pour cette enquête, l'Office s'est vu obligé de se servir de la méthode de la CENC pour répartir les coûts du siège social pendant l'année d'essai. Toutefois, il est convaincu que cette méthode ne convient pas pour l'attribution du revenu des intérêts gagnés sur les investissements temporaires en espèces (voir section 6.6.1) et qu'en outre, cette méthode mène à des augmentations inacceptables des coûts du siège social attribués aux zones tarifaires de chauffage, d'eau et d'égouts des T.N.-O. (voir section 6.6.2).

6.6.1 Revenu sur l'intérêt

Dans la détermination des besoins de recettes de son siège social, la CENC a porté au crédit du coût du ser-

vice le revenu sur l'intérêt, se montant à 1 089 000 $, qu'elle prévoit de gagner sur des investissements temporaires en liquidités qu'elle fera pendant l'année d'essai. La Commission s'est servie d'un taux d'intérêt de 10,25 pour cent pour le calcul de cette somme.

L'accumulation de liquidités temporaires provient fondamentalement du fait que la CENC paye l'intérêt et le principal de ses obligations d'endettement en cours à la fin de chaque année financière, tandis que le revenu permettant de couvrir ces obligations est perçu tout au long de l'année. Étant donné que dans la section 5.3, l'Office a recommandé que les emprunts soient égaux à la base des taux, il est convaincu qu'il serait plus convenable de répartir le revenu d'intérêt entre les divers zones tarifaires, proportionnellement à la base des taux de chaque zone tarifaire.

Toutefois, l'Office considère que le revenu des intérêts gagnés sur des investissements temporaires en espèces sera vraisemblablement inférieur à la prévision donnée dans le mémoire de la CENC. À cet égard, il note que l'élément rendement global recommandé des besoins de recettes constitue environ 55,7 pour cent[1] du rendement total inclus dans le mémoire de la CENC. Ayant tenu compte de ce qui précède et en supposant un taux d'intérêt à court terme de 8,5 pour cent, l'Office recommande que la somme du revenu des intérêts soit réduite à 500 000 $.

6.6.2 Attribution des coûts du siège social aux zones tarifaires de chauffage, d'eau et d'égouts des T.N.-O.

L'Office recommande que les sommes attribuées, pendant l'année d'essai, aux zones tarifaires de chauffage, d'une part, et d'eau et d'égouts, d'autre part, soient déterminées en augmentant proportionnellement les sommes des coûts du siège social, attribuées à ces zones dans l'année de base, par le pourcentage d'augmentation des besoins de recettes du siège social entre l'année de base et l'année d'essai. Le solde des besoins de recettes du siège social devrait ensuite être attribué aux zones tarifaires du service public d'électricité en se servant de la méthode de la CENC. L'Office a utilisé cette méthode pour attribuer les besoins de recettes du siège social à chaque zone tarifaire. Les sommes attribuées aux diverses zones sont décrites au tableau K-1 de l'annexe K.

6.7 Attribution des besoins des recettes du bureau régional

La CENC a aussi attribué les besoins de recettes de chaque bureau régional aux zones tarifaires respectives de chaque territoire d'après les salaires et traitements. Les points de vue de l'Office sur la répartition des coûts du bureau régional sont analogues à ceux qu'il a exprimés sur les coûts du siège social. Par conséquent, l'Office recommande que pour l'année d'essai, les sommes des coûts du bureau régional des T.N.-O. qui ont été attribuées aux zones tarifaires de chauffage, d'une part, et d'eau et d'égouts, d'autre part, soient déterminées en augmentant les sommes attribuées à l'année de base par le pourcentage d'augmentation des besoins de recettes du bureau régional des T.N.-O. entre l'année de base et l'année d'essai. Le solde des besoins de recettes devrait ensuite être réparti entre les deux zones tarifaires de service public d'électricité des T.N.-O. en se servant de la méthode de la CENC. En ce qui concerne la répartition des besoins de recettes du bureau régional du Yukon, l'Office recommande que la méthode de la CENC soit utilisée pour l'année d'essai. Les besoins de recettes du bureau régional du Yukon et du bureau régional des T.N.-O. ainsi que leur répartition entre les zones tarifaires respectives, selon les recommandations de l'Office, sont indiqués aux tableaux K-2 et K-3 de l'annexe K.

6.8 Résumé des besoins de recettes par zone tarifaire

Pour chaque zone tarifaire, les besoins de recettes nets, tels qu'indiqués dans le mémoire de la CENC et tels que recommandés par l'Office, sont présentés dans les tableaux K-4 à K-10 de l'annexe K.

---

1 Le rendement recommandé de 12 277 000 $ divisé par les 22 052 000 $ du rendement selon le mémoire (voir tableau 6-1).

Chapitre 7
Étude de la répartition complète du coût du service

7.1 Introduction

Dans son rapport d'août 1983, l'Office avait recommandé que la CENC établisse une conception des taux fondés sur les coûts. Pour établir la conception des taux fondés sur les coûts, un service public d'électricité doit nécessairement effectuer une étude de la répartition complète du coût du service.

7.1.1 Métude de la répartition complète du coût du service

Le but d'une telle étude est d'attribuer les besoins de recettes nettes d'une zone tarifaire aux diverses catégories de clients et aux clients particuliers de cette zone. Les coûts attribués de cette façon sont ensuite utilisés dans la conception des taux fondés sur le coût pour chaque catégorie. L'étude du coût du service est fondée sur le principe selon lequel tous les coûts du service public peuvent être soit directement attribués aux clients particuliers soit liés aux éléments de la demande, de l'énergie et des clients.[1] Les tâches fondamentales à exécuter dans une telle étude comprennent la sectorisation, la classification et la répartition des coûts[1].

Les méthodes générales que la CENC a suivies dans son étude du coût du service pour l'année de service, telles que décrites dans son mémoire, se présentent comme suit:

1. Le total des coûts d'exploitation (à l'exclusion des coûts attribués au siège social et au bureau régional) a été calculé et la base des taux a été identifiée pour chaque zone tarifaire proposée, c'est-à-dire la zone hydro du Yukon, la zone diesel du Yukon, la zone hydro des T.N.-O., la zone diesel des T.N.-O. et la zone de Field (C.-B.).

2. Les besoins de recettes d'administration du siège social et du bureau régional ont été répartis entre les zones tarifaires et les divers services publics d'électricité, de chauffage, d'eau et d'égouts d'après la prévision des traitements et des salaires directs.

3. Les coûts et la base des taux qui sont associés aux services publics autres que ceux d'électricité (soit les services de chauffage, d'eau et d'égouts) ont été soit directement identifiés soit attribués à ces services publics particuliers.

4. Une estimation des coûts d'éclairage des rues et de la base des taux connexe a été établie et les coûts ont été directement attribués à la rubrique éclairage des rues de chaque zone tarifaire.

5. Après avoir éliminé la base des taux et les coûts liés à l'éclairage des rues et aux services publics autres que l'électricité, tous les coûts restants du service public d'électricité et la base des taux, y compris les coûts attribués au siège social et aux bureaux régionaux, ont été sectorisés, chaque fois que c'était possible, selon les catégories suivantes: production, transport, distribution, installations de soutien, administration des centrales et frais généraux, installations des employés et dépréciation.

6. Les coûts sectorisés et la base des taux ont ensuite été classés selon les éléments de la demande, de l'énergie et du client en tenant compte, dans la mesure du possible, des pratiques courantes de l'industrie comme décrites dans le manuel de la National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC), intitulé "Electrical Utility Cost Allocation Manual" et celui de l'American Public Power Association (APPA), intitulé "Cost Allocation Manual" et selon les recommandations contenues dans le rapport de Price Waterhouse Associates intitulé "Report on the Review of the Cost of Service Methodology", qui avait été établi pour le compte de la CENC. La présentation tabulaire des facteurs de classement utilisés et du raisonnement qui les sous-tend ont été inclus dans le mémoire. Dans plusieurs cas, la CENC a été obligée de faire preuve de discernement pour calculer la prévision raisonnable d'un facteur de classification convenable.

7. Lorsque des actifs particuliers avaient été prévus pour desservir un client particulier ou une catégorie particulière de clients, la dépréciation et la

1 Ces termes sont définis dans la section des définitions du présent rapport.

base des taux avaient été attribuées directement à ce client ou à cette catégorie de clients.

8 Tous les coûts classés en fonction de la demande, de l'énergie et du client ont été ensuite attribués à chaque classe de clients, en se fondant respectivement sur la demande de pointe non coïncidente de chaque classe de clients, sur les ventes en kW.h plus perte et le nombre pondéré de clients. (Le nombre pondéré de clients est utilisé pour tenir compte des dépenses supplémentaires pour desservir un grand client industriel ou un client en vrac par rapport à un client résidentiel.)

9. Le total des besoins de recettes de chaque groupe tarifaire ou de chaque client particulier est la somme:

des coûts attribués à la demande;
des coûts attribués à l'énergie;
des coûts attribués aux clients;
des redevances particulières; et
du rendement autorisé de la base des taux; moins divers crédits de recettes autorisées.

Les conclusions de l'Office relatives aux méthodes dont se sert la CENC dans son étude de la répartition complète du coût du service sont données dans les sections suivantes du présent chapitre. Les résultats des recommandations de l'Office sont résumés aux tableaux L-1 à L-7 de l'annexe L.

7.1.2 Système comptable

Les renseignements financiers dont on a besoin pour l'étude du coût du service sont obtenus à partir des dossiers comptables du service public d'électricité. La CENC a témoigné qu'il n'y a aucun système comptable uniforme pour les services publics d'électricité au Canada et qu'elle était convaincue que chaque service public au Canada a établi une comptabilité qui se conforme le mieux à son propre cas. Elle a déclaré que son système comptable a évolué au cours du temps et, bien qu'il soit approprié pour mener ses opérations aux termes de la Loi sur la CENC, il faudrait certaines révisions afin de le rendre plus utile aux fins de l'étude du coût du service.

L'Office reconnaît que de telles révisions sont complexes et exigeraient l'engagement de ressources considérables. Toutefois, il encourage la CENC à faire les améliorations nécessaires pour que les coûts soient plus facilement identifiés par catégorie de fonction et de sous-fonction et qu'ils soient segmentés de façon à les rendre plus utiles aux fins de la répartition. Ces modifications devraient être instaurées au début de l'année financière.

7.1.3 Répartition des coûts du siège social et du bureau régional entre les zones tarifaires

La méthode que propose la CENC pour l'attribution des coûts du siège social et du bureau régional à chaque zone tarifaire et les recommandations de l'Office à ce sujet sont discutées aux sections 6.6 et 6.7.

7.2 Méthodes de sectorisation

Les intervenants n'ont exprimé aucune objection grave quant aux méthodes de sectorisation dont s'est servi la CENC dans son mémoire. Toutefois, des suggestions avaient été faites selon lesquelles la CENC devrait examiner la possibilité d'instaurer au moins les améliorations suivantes à l'avenir. On avait suggéré que dans les zones tarifaires hydro, la CENC devrait indiquer de façon distincte les installations nettes en service des actifs hydro-électriques et des actifs diesel, plutôt que de les regrouper. Les actifs et les coûts liés à la distribution devraient ensuite être classés en sous-secteurs pour que les actifs et les coûts, comme les compteurs et l'entretien des compteurs, qui se rapportent uniquement au service des clients, puissent être attribués de façon particulière à cette classification. En outre, les actifs et les coûts de distribution liés à la demande devraient être classés en sous-secteurs pour faire la différence entre les services fournis aux niveaux de tension primaire et secondaire. En outre, les dépenses comptables au titre des clients, y compris le relevé des compteurs, le service aux clients et les dépenses d'information ainsi que les dépenses de vente qui varient selon les clients, devraient être indiquées de façon distincte et devraient être entièrement classées en fonction de l'élément coût aux clients.

L'Office encourage la CENC à modifier son système comptable pour tenir compte des suggestions ci-dessus.

7.3 Méthodes de classement

Les principales questions soulevées au cours de l'enquête au sujet des méthodes de classement de la CENC sont présentées ci-après.

1. les décisions de la CENC de classer:
   - la base des taux de production à raison de 100 pour cent à la demande de chaque zone tarifaire hydro,
   - les coûts d'exploitation de production à raison de 95 pour cent à la demande et de 5 pour cent à l'énergie, et
   - les actifs et les coûts de distribution à raison de 80 pour cent à la demande et de 20 pour cent aux clients; et
2. l'attribution de redevances particulières à des clients particuliers.

7.3.1 Base des taux de production

Sur recommandation de Price Waterhouse dans son rapport à la CENC, la Commission a classé sous 100 pour cent de la demande, dans chaque zone tari-

faire, les installations nettes en service de toute la production. Le raisonnement sous-tendant l'attribution de tous les coûts d'installation liés à la production à la demande, est que ces coûts, qui sont subis pour satisfaire les besoins de capacité, sont des coûts fixes qui ne varient pas en fonction de l'énergie produite par l'installation.

Seul le GY s'est opposé à la proposition de la CENC visant le classement des actifs de production à raison de 100 pour cent à la demande. Un témoin-expert du GY a déclaré que la plupart des services publics canadiens reconnaissent que la production est mise en place pour satisfaire aux besoins d'énergie aussi bien qu'à ceux de la capacité et que, si la production n'avait été établie que pour satisfaire la capacité, elle aurait été installée à un coût minimal, c'est-à-dire que des groupes électrogènes diesel ou des turbines à gaz seraient utilisés. Il a déclaré en outre que la raison pour laquelle une capacité plus dispendieuse, comme la capacité hydro-électrique, est installée, c'est pour fournir de l'énergie de plus faible coût que ce ne serait le cas dans l'utilisation des groupes électrogènes diesel ou des turbines à gaz.

Dans sa preuve en chef, le témoin a indiqué que lorsqu'une importance excessive est accordée à la demande dans le classement des coûts, une telle méthode pénalise les catégories de clients dont le facteur de charge est inférieur à la moyenne.

Il a poursuivi en citant un certain nombre de services publics du Canada méridional, soit Hydro-Ontario, BC Hydro et Manitoba Hydro, qui, selon lui, classent au moins 50 pour cent de leurs actifs de production sous la rubrique énergie. (Il a été noté que tous ces services publics ont d'importants investissements en actifs hydro-électriques.)

Il a expliqué que BC Hydro se sert de ce qui, selon lui, pourrait être appelé une méthode des coefficients d'utilisation des centrales pour classer la base des taux de production en fonction de la demande et de l'énergie. Il a indiqué que cette méthode prend la demande imposée sur une centrale particulière au moment de la période de pointe du réseau et la compare à la charge moyenne que le groupe de production de la centrale produit au cours de l'année. Appliquée à Whitehorse n^{o} 4, cette méthode attribuerait 100 pour cent de la base des taux de production à l'énergie, par exemple. Toutefois, le témoin a indiqué que d'autres méthodes fondées sur des coefficients d'utilisation des centrales pourraient ne pas mener à ce genre de résultat.

Il a conclu en disant que, tout au moins pour ce qui est de la première enquête sur les taux fondés sur les coûts de la CENC, il y a du mérite à se servir d'une méthode simpliste par opposition à une méthode où il faudrait justifier un certain nombre de coefficients d'utilisation des centrales. Il a suggéré qu'une simple méthode de compromis, qui attribuerait 50 pour cent à la demande et 50 pour cent à l'énergie, pourrait convenir.

Le témoin-expert de CAMC a déclaré que le but de toute répartition des coûts devrait être une répartition juste des coûts entre les clients de faible et de fort facteurs de charge. Ce témoin a indiqué qu'une des critiques de la méthode fondée sur les coefficients d'utilisation des centrales est qu'elle mène à une volatilité d'établissement des prix car les coefficients d'utilisation de chaque centrale évoluent au cours du temps, en fonction de l'évolution du réseau. Par conséquent, la méthode des coefficients d'utilisation des centrales peut produire des facteurs de répartition qui varient d'une année à l'autre.

La CENC a témoigné qu'elle voyait du mérite à s'éloigner de son classement attribuant 100 pour cent à la demande et qu'il lui faudrait peut-être attribuer 20 pour cent des coûts d'actifs de production à l'énergie dans les zones tarifaires hydro.

Le témoin-expert de Cominco a appuyé la position de la CENC. Il a déclaré que, en se fondant sur sa propre expérience, il préférait, en règle générale, la répartition 80/20 suggérée par la CENC à la répartition 50/50 suggérée par le témoin du GY.

En se fondant sur la preuve, l'Office considère que les actifs liés à la production dans des zones tarifaires dotées d'importants éléments d'hydro-électricité ne devraient pas être classés entièrement sous la demande. Pour l'année d'essai, il a utilisé la répartition de 80 pour cent à la demande et de 20 pour cent à l'énergie, suggérée par la CENC, au titre de la conception des taux fondés sur les coûts dans les zones tarifaires hydro.

En ce qui concerne les zones tarifaires diesel, l'Office note qu'aucun intervenant ne s'est opposé à ce que la CENC classe les installations de production à raison de 100 pour cent sous la demande. L'Office trouve cette classification acceptable.

7.3.2 Dépenses d'exploitation liées à la production

La CENC a classé les dépenses d'exploitation liées à la production comme étant liées à la demande à raison de 95 pour cent et à l'énergie à raison de 5 pour cent, d'après les recommandations contenues dans le rapport de Price Waterhouse. Le manuel de répartition des coûts de l'APPA indique que le classement des dépenses d'exploitation en fonction des éléments de coût suit, en règle générale, le même classement que celui qui est déterminé pour le secteur "cen-

trale électrique". Les dépenses liées à la production peuvent donc être classées sous les rubriques de la demande et de l'énergie conformément au classement de la base des taux de production en fonction de la demande et de l'énergie.

Étant donné que l'Office recommande le classement de la base de taux de production des zones tarifaires hydro à raison de 80 pour cent à la demande et de 20 pour cent à l'énergie, pour l'année d'essai, l'Office trouve qu'il convient aussi de classer de façon analogue les dépenses d'exploitation liées à la production.

7.3.3 Base des taux et dépenses de distribution

Dans son mémoire, la CENC a classé les actifs et les dépenses de distribution à raison de 80 pour cent sous la rubrique demande et de 20 pour cent aux sous la rubrique clients, sans faire de différence entre les niveaux primaires et secondaires du service. Le manuel de répartition des coûts de services publics d'électricité de la NARUC propose que les coûts de distribution soient répartis entre les rubriques demande et clients selon une méthode acceptable, y compris les méthodes d'interception minimale et de taille minimale.

Le manuel de l'APPA décrit la méthode d'interception minimale comme une méthode qui cherche à identifier un investissement commun par client, fait dans un transformateur de ligne se rapportant à une situation non liée à la demande. Tout coût d'investissement supplémentaire d'un transformateur devrait être lié aux besoins de la demande. La méthode de taille minimale suppose que le coût actuel d'installation d'une taille minimale de poteaux, de conducteurs, de transformateurs, etc. reflète la partie liée aux clients de l'investissement dans l'installation de distribution.

La CENC n'a utilisé aucune des méthodes suggérées dans le manuel NARUC. Elle a fondé son pourcentage de classement des clients sur un examen de ses installations de distribution, en identifiant 12 pour cent de celles-ci comme étant associés au relevé de compteurs des clients et en ajoutant un supplément de 8 pour cent pour couvrir les chutes de service et le matériel connexe.

Dans sa preuve en chef, YECL a expliqué que la méthode dont elle se sert pour identifier un coût convenable pour les clients. Cette méthode est moins arbitraire que celle de la CENC et les témoins-experts des autres intervenants ont préféré l'analyse de l'YECL, en règle générale.

Lorsqu'on a demandé à un témoin-expert de la Cominco si la répartition à raison de 50 pour cent sous la rubrique demande et de 50 pour cent sus la rubrique clients serait plus raisonnable qu'une répartition 80/20, en l'absence d'une analyse plus détaillée, il a indiqué qu'il préférerait la répartition 80/20. Il avait l'impression que la répartition 50/50 reviendrait à classer une plus grande part des coûts de distribution sous la rubrique clients. Il a déclaré que lorsqu'il y a des réseaux de distribution raisonnablement concentrés comme aux de la CENC dans les Territoires du Nord-Ouest, c'est-à-dire que les gens vivent dans des petites agglomérations et non sur des routes rurales à des intervalles d'un mille, l'élément client des coûts de distribution risque d'être plutôt faible.

L'Office est persuadé par la preuve d'accepter le classement de la CENC au titre de la base des taux et des dépenses de distribution pour l'année d'essai, mais il recommande qu'à l'avenir la CENC se serve d'une méthode plus systématique pour déterminer les facteurs de classement du réseau de distribution et que l'attribution directe et la séparation entre coûts primaires et secondaires soit faite, lorsque c'est approprié.

7.3.4 Redevances et crédits particuliers

7.3.4.1 Redevances particulières

Le critère dont s'est servi la CENC, pour l'attribution des actifs à des clients particuliers afin d'imposer des redevances spéciales, est que les actifs raisonnablement susceptibles d'être déterminés comme étant destinés à l'utilisation unique d'un client particulier ou d'une classe particulière de clients, étaient facturés directement à ce client ou à cette classe de clients. Les actifs qui relèvent de cette catégorie sont les installations aménagées pour les besoins d'un client particulier (par exemple le groupe électrogène diesel installé à Pine Point (T.N.-O.) pour l'exploitation de la ligne électrique traînante de 10 MW de Pine Point Mines Limited) ainsi que les sous-stations desservant des clients individuels.

Dans son mémoire, la CENC n'a pas attribué de lignes de transport d'électricité à des clients ou à des classes particulières. En vertu du scénario proposé pour la zone tarifaire, la CENC a supposé que toutes les utilisations de transport d'électricité d'une zone tarifaire étaient interconnectées. Selon cette hypothèse, la CENC a considéré qu'il ne conviendrait pas de facturer des tronçons particuliers du réseau de transport d'électricité à des clients individuels, étant donné que cela serait en contradiction avec son hypothèse selon laquelle tous les clients, quel que soit leur emplacement dans la zone tarifaire, partagent les mêmes installations générales de production et de transport d'électricité.

7.3.4.2 Redevances particulières imputées à Cyprus Anvil Mining Corporation

YECL a mis en doute le caractère raisonnable des redevances particulières de l'année d'essai se chiffrant

à 8 231 $ et attribuées à CAMC par la CENC. YECL a déposé un extrait du mémoire que la CENC avait déposé en 1982 auprès de la Commission des services publics d'électricité du Yukon et qui identifiait, pour l'année financière 1982-1983, environ 845 000 $ d'intérêt et de dépréciation associés aux actifs qui semblaient avoir été attribués en particulier à CAMC par la CENC. Un examen de la preuve présentée à l'enquête de 1983 de l'Office a révélé que seulement 491 635 $ de la somme globale de 845 000 $ avaient réellement été attribués à CAMC et que le solde avait été attribué à divers emplacements desservis par YECL et à la Ville de Faro.

Lorsqu'on a demandé à la CENC quels autres actifs pourraient avoir été attribués en particulier pour l'année d'essai si elle n'avait pas suivi la méthode selon laquelle les deux réseaux du Yukon seraient interconnectés, elle a identifié les actifs suivants:

1. La ligne de transport à 138 kV entre la sous-station de Takhini, juste à l'extérieur de Whitehorse, et Faro serait partiellement attribuée à Carmacks, à la Ville de Faro, à CAMC et à Ross River.
2. La centrale de production de 5,2 MW de Faro serait attribuée, comme unité de réserve, à la Ville de Faro et à CAMC. De même, elle pourrait être partiellement attribuée à Ross River, car la CENC pourrait mettre cette ligne sous tension à partir de cette centrale; et
3. La ligne de transport d'électricité de Faro à Ross River pourrait être entièrement attribuée à Ross River.

La CENC a déclaré que si elle n'avait pas supposé que les réseaux hydro-électriques étaient interconnectés, des attributions particulières auraient aussi pu être faites dans le réseau Mayo. La ligne entre la centrale Mayo et la Ville de Keno et la United Keno Hill Mines pourrait être considérée comme une ligne d'approvisionnement latéral et être attribuée partiellement à United Keno Hill Mines et partiellement à YECL et à la Ville de Keno.

La CENC a aussi indiqué que, dans la zone tarifaire hydro des T.N.-O., la ligne de 138 kV entre Fort Smith et Pine Point aurait pu être attribuée à la Ville de Pine Point et à Pine Point Mines tandis que la partie de la ligne entre Pine Point et Fort Resolution aurait pu être attribuée à Fort Resolution.

L'Office est convaincu qu'en, en l'absence de dispositions contractuelles, de politique établie de la Commission ou de décisions de réglementation exigeant qu'un client ou un groupe de clients particuliers supportent le coût d'une nouvelle installation, qu'il s'agisse d'une installation de production d'électricité, d'une ligne de transport d'électricité ou d'une partie d'installation de distribution, les coûts annuels de ces installations devraient être inclus dans les coûts réunis à répartir entre tous les clients de la zone tarifaire.

Néanmoins, l'Office croit qu'à la lumière des circonstances de la construction de la ligne de Whitehorse à Faro et du groupe électrogène diesel de 5,2 MW de Faro, une partie importante de ces actifs devrait, comme cela avait été le cas dans le passé, être attribuée en particulier à CAMC.

En ce qui concerne le groupe électrogène diesel de 5,2 MW, l'Office considère que les coûts annuels de ce groupe devraient être attribués seulement à CAMC et aux agglomérations de Faro et Ross étant donné qu'il n'assure aucun avantage aux autres clients de la zone tarifaire hydro du Yukon. Toutefois, l'Office note que ce groupe, construit en 1972, a été déprécié en se servant d'une prévision de durée de dix ans et qu'il a donc été complètement déprécié avant l'année d'essai.

En ce qui concerne la ligne de transport d'électricité de Whitehorse à Faro, un examen du compte rendu de l'enquête de 1983 indique que le turbo-alternateur n^{o} 3 de Whitehorse et la ligne de transport d'électricité jusqu'à Faro ont été construits en 1969 à la suite d'une entente entre CAMC et le Gouvernement du Canada portant sur la construction des installations minières à Faro. La CENC avait été désignée pour fournir environ 9,3 MW de capacité supplémentaire pour approvisionner les nouvelles exploitations minières et pour construire une ligne de transport d'électricité de Whitehorse à Faro. L'Office doute qu'en l'absence d'instructions expresses du gouvernement fédéral, la CENC aurait construit une ligne de transport d'électricité de 288 kilomètres sans exiger une certaine forme de garantie pour s'assurer que les clients existants n'auraient pas à supporter le fardeau du coût de cette installation si la mine devait être fermée.

Qui plus est, il semblerait que, lorsque la mine était en exploitation, CAMC s'est vu attribuer plus de 95 pour cent des coûts annuels de la ligne de transport d'électricité, les coûts restants étant partiellement attribués aux Villes de Faro, Carmacks et Ross River. Pour l'année financière 1983-1984, les coûts annuels attribués par la CENC à chaque emplacement et à CAMC sont indiqués au tableau 7-1.

Étant donné les circonstances inhabituelles entourant la construction de la ligne de transport d'électricité de Whitehorse à Faro, selon lesquelles la CENC, à la suite d'une entente entre CAMC et le gouvernement fédéral, avait reçu l'ordre de construire cette ligne de transport, l'Office recommande que cette ligne soit traitée comme actif particulier. Il recommande en outre que 85 pour cent du coût annuel soient attribués

Tableau 7-1

Ligne de transport d'électricité entre Whitehorse et Faro
Répartition des coûts annuels par la CENC

	Coût annuel 1983-1984	Pourcentage
Cyprus Anvil	287 943 $	96,8
Ross River	1 174	0,4
Carmacks	676	0,2
Faro	7 623	2,6
Total	**297 416 $**	**100,0**

Source: Enquête de l'ONÉ, EHR-1-83, Pièce justificative 41.

en particulier à CAMC et que les 15 pour cent restants soient introduits dans les coûts mis en commun de la zone tarifaire hydro du Yukon, à répartir entre toutes les classes de clients, en se fondant sur leur demande respective. Le chiffre de 85 pour cent attribué à CAMC reflète le fait que, aux termes de cette disposition, CAMC se verrait aussi attribuer sa part des coûts communs.

En vertu de cette méthode, 240 890 $ des 283 401 $ du coût estimatif pour l'année d'essai, en ce qui concerne la ligne de transport d'électricité de Whitehorse à Faro, ont été attribués en particulier à CAMC. Le calcul de la prévision du coût annuel de la ligne de transport d'électricité pour l'année d'essai est indiqué au tableau 7-2. L'Office recommande que cette somme annuelle soit recouvrée de CAMC en 12 paiements mensuels égaux.

Tableau 7-2

Ligne de transport d'électricité de Whitehorse à Faro
Prévision des coûts particuliers pour l'année d'essai

Actif	Année de mise en service	Durée de l'actif	Dépréciation linéaire annuelle	Valeur comptable nette moyenne
Ligne de transport d'électricité (coût original 3 416 150 $)	1970	30	113 872 $	1 537 262 $
Emprise (coût original 563 717 $)	1970	20	28 186	98 648
			142 058 $	**1 635 910 $**

Dépense annuelle de dépréciation linéaire	142 058 $
Rendement (8,64 % X 1 635 910 $)	141 343 $
Coût annuel total	**283 401 $**
Attribution à CAMC (283 401 $ X 0,85)	**240 890 $**

7.3.4.3 Redevances particulières à Pine Point Mines

En 1979, la CENC avait installé trois groupes électrogènes diesel Ruston de 2,5 MW, à Pine Point, en vertu d'une entente conclue entre la CENC et Pine Point Mines selon laquelle la mine avait convenu de payer les frais d'immobilisations et les coûts d'intérêt de ces installations.

Dans son mémoire, la CENC avait attribué des redevances particulières à Pine Point Mines, soit les paiements dus à la CENC en 1985-1986 en vertu de cette entente. Bien que Pine Point Mines n'ait exprimé aucune inquiétude au sujet de la somme annuelle qu'elle devait payer aux termes de l'entente et qui lui avait été attribuée dans le mémoire, elle s'était demandé, comme il est précisé à la section 8.3.7.1, si cette somme devrait être payée mensuellement ou annuellement.

7.3.4.4 Crédits particuliers

La CENC ne prévoit un crédit particulier que pour un seul client de son réseau: Con Mine, dans la zone tarifaire hydro des T.N.-O. Un crédit de 9 500 $ a été appliqué au coût du service de Con Mine pour compenser le transit d'électricité sur la ligne de transport d'électricité de Con. Cette somme a été rétroactivement imputée aux groupes tarifaires résidentiels, commerciaux et en vrac, étant donné que ces groupes bénéficient du transit d'électricité sur la ligne de Con. L'Office note qu'aucun intervenant n'a soulevé une objection quelconque au titre de ces crédits et il les accepte pour l'année d'essai.

YECL, dans sa plaidoirie finale, a soutenu qu'elle devrait recevoir un crédit analogue pour l'électricité fournie à Carmacks, Ross River et Haines Junction, où elle est propriétaire des postes de transformateurs abaisseurs de tension, tandis qu'aux autres emplacements les installations de transformateurs appartiennent à la CENC et fournissent le service à la YECL et aux clients industriels à des tensions abaissées.

L'Office recommande que la CENC étudie l'opportunité d'accorder un tel crédit à la YECL à l'avenir.

7.4 Méthodes de répartition

Après avoir sectorisé et classifié la base des taux et les besoins de recettes, l'étape finale de l'étude du coût du service est la répartition des coûts classifiés selon les classes de clients, d'après des facteurs de répartition pertinents au titre de la demande, de l'énergie et des clients.

Un certain nombre de questions ont été soulevées en ce qui concerne la méthode utilisée par la CENC pour répartir les coûts. Ces questions sont traitées dans les sections suivantes et se présentent comme suit:

1. La CENC n'a pas attribué les coûts de la demande ou des clients aux utilisateurs industriels secondaires (interruptibles) (section 7.4.1);

2. La méthode différentielle de la CENC, qui a sous-attribué les coûts à la classe de l'éclairage des rues (section 7.4.2);

3. La méthode de la CENC pour le calcul des demandes de pointe non coïncidente des classes résidentielles et commerciales (section 7.4.3.1);

4. L'utilisation par la CENC d'un compteur de demande instantanée pour déterminer la demande de pointe non coïncidente de Con Mines (section 7.4.3.3);

5. Le manque d'uniformité dans l'utilisation de kilowatts et de kilovolts-ampères comme base de répartition des coûts entre les classes de clients (section 7.4.3.4);

6. L'exclusion par la CENC des ventes internes pour la détermination des ventes d'énergie aux fins de répartition des coûts (section 7.5);

7. Le fait que la CENC n'a pas essayé d'établir de distinction entre les pertes des lignes de distribution et les pertes des lignes de transport d'électricité (section 7.6);

8. Les facteurs de pondération des clients choisis par la CENC pour les classes en vrac et les classes industrielles primaires et secondaires (section 7.7).

7.4.1 Classe industrielle secondaire (Service interruptible)

Dans la zone tarifaire hydro du Yukon, la CENC fournit de l'énergie sur une base interruptible à la United Keno Hill Mines et à l'hôpital de Whitehorse, pour les chaudières électriques. La CENC n'avait attribué les coûts liés à l'énergie qu'au service interruptible. Aucun coût lié à la demande ou au client n'a été attribué à ce service.

Des intervenants ont exprimé d'importantes inquiétudes au sujet des taux proposés pour le service interruptible. Un certain nombre d'intervenants considéraient que des coûts au titre de la demande et des clients devraient aussi être attribués à cette classe, car la capacité excédentaire actuelle de la zone tarifaire hydro du Yukon laisse supposer que le service interruptible se fera vraisemblablement sans interruption et se verra pratiquement garantir le même service que celui que la CENC fournit aux autres. On a aussi soulevé le fait que, en raison du taux de 0,961 ¢ le kW.h et le peu de possibilité d'interruption, la CENC pourrait être inondée de demandes de service interruptible, ce qui obligerait les clients restants du "service garanti" à supporter tous les coûts du réseau liés à la demande et aux clients.

En se fondant sur sa recommandation de la section 8.3.6, selon laquelle les taux de l'année d'essai pour l'hôpital de Whitehorse et la United Keno Hill Mines doivent être fixés à 3,49 ¢ et 2,58 ¢ le kW.h respectivement, l'Office a estimé que les recettes de l'année d'essai pour la CENC, à partir des ventes interruptibles, seraient de 1 000 310 $, soit 270 900 $ de ventes à United Keno Hill Mines et 729 410 $ de ventes à la région de Whitehorse[1].

Bien que l'Office recommande l'établissement de prix en fonction de la valeur du service pour la détermination des taux des clients de cette classe (voir section 8.3.6), il considère qu'aux fins de répartition des coûts, la classe de clients de service interruptible devrait se voir attribuer les coûts au titre de l'énergie et au titre des clients et, lorsque c'est opportun, une partie des coûts au titre de la demande, afin de pouvoir déterminer convenablement les coûts des autres classes de clients.

L'Office est convaincu que l'attribution des coûts à la classe de service interruptible peut être réalisée en traitant d'abord cette classe comme toute autre classe, aux fins de répartition des coûts au titre de l'énergie et des clients. Ensuite, le prix de la valeur du service et, par conséquent, les prévisions de recettes associées à la fourniture du service interruptible ayant été déterminé au préalable, la somme des coûts de la demande à attribuer à cette classe serait le solde obtenu après déduction des coûts attribués au titre de l'énergie et des clients, à partir des recettes de ventes interruptibles prévues. La part de la classe de service interruptible ayant été déduite, le solde des coûts liés à la demande de la zone tarifaire serait réparti entre les autres classes en se fondant sur leur demande non coïncidente respective.

7.4.2 Éclairage des rues

Dans son mémoire, la CENC a proposé de traiter l'éclairage des rues sur une base différentielle, aux fins de répartition des coûts. En se servant de cette méthode, la CENC n'a pas attribué de base des taux commune liée à la production, au transport ou à la distribution d'électricité ni à tout autre coût mixte se rapportant aux installations de transport, de distribution ou

---

1 La CENC a déclaré qu'elle espérait fournir de l'électricité, pour faire fonctionner des chaudières, à d'autres clients de la région du Whitehorse au cours de l'année d'essai. Étant donné que les taux de ces clients n'ont pas été établis, le taux de l'hôpital de Whitehorse a été appliqué aux ventes prévues dans la région de Whitehorse.

de soutien à la classe éclairage des rues. Le rapport de Price Waterhouse avait remarqué que cette méthode s'écarte de la pratique actuelle de la CENC, qui traite l'éclairage des rues comme toute autre classe de clients dont les coûts de la demande sont attribués à l'éclairage des rues sur la base de la demande en kW; les coûts de l'énergie sont attribués d'après les kW.h consommés plus les pertes; et les coûts aux clients sont répartis en supposant que l'éclairage des rues représente un seul client.

Les intervenants se sont opposés à la méthode différentielle proposée par la CENC pour les deux motifs suivants: premièrement, l'éclairage des rues contribue à la pointe du réseau dans le Nord; et deuxièmement, lorsqu'on se sert de la méthode de pointe non coïncidente pour la répartition, aucune classe ne devrait être exemptée des redevances sur la demande.

En se fondant sur la preuve, l'Office recommande que la méthode différentielle proposée par la CENC soit rejetée et que la Commission maintienne sa pratique actuelle, consistant à traiter l'éclairage des rues comme toute autre classe aux fins de répartition des coûts. En attribuant les coûts liés aux clients à l'éclairage des rues, l'Office, aux fins de répartition des coûts, a supposé que l'éclairage constitue un client dans chaque agglomération où la CENC fournit un tel service. En calculant les besoins de recettes pour l'éclairage des rues, l'Office a fait des attributions particulières pour l'entretien direct, l'administration du siège social et des bureaux régionaux, la dépréciation et le rendement. En outre, les coûts sectorisés, à l'exclusion des coûts du siège social et du bureau régional, ont été attribués à la classe éclairage des rues en se servant des facteurs de demande, d'énergie et de clients.

7.4.3 Facteur de répartition des coûts de la demande

La répartition des coûts liés à la demande entre les classes de clients est fondée sur la demande relative, par classe distincte de clients, sur le réseau de service public d'électricité. La CENC s'est servie de la méthode de pointe non coïncidente pour déterminer les coûts relatifs de la demande de chaque classe de clients.

Les intervenants ont accepté pour que, pour l'instant, la CENC continue de se servir de la méthode de pointe non coïncidente pour la répartition des coûts de la demande. Toutefois, les intervenants ont exprimé un certain nombre d'inquiétudes au sujet du calcul des demandes de pointe non coïncidentes pour les classes que constituent l'éclairage des rues, les résidences et les commerces ainsi que pour Con Mine.

Comme discuté dans la section 7.4.2, l'Office a recommandé que l'éclairage des rues soit traité comme toute autre classe de clients. Par conséquent, il recommande que l'éclairage des rues se voit attribuer les coûts de la demande en se fondant sur la demande de pointe non coïncidente.

7.4.3.1 Demandes résidentielle et commerciale

Étant donné que la demande de tous les clients industriels et en vrac de la CENC, dans les zones hydro, est mesurée au moyen de compteurs, la CENC disposait des demandes de pointe non coïncidente de chacun de ces clients, dans ces deux classes. Toutefois, aucun des clients résidentiels de la CENC n'a de compteur de la demande et la proportion des clients commerciaux de la CENC qui ont des compteurs de la demande va de 5 à 65 pour cent dans les diverses zones tarifaires. Par conséquent, dans son mémoire, la CENC a dû faire appel à une formule pour calculer les demandes non coïncidentes commerciales et résidentielles. Cette formule applique le facteur de charge de la classe de clients aux ventes et aux pertes en kW.h de la classe. La CENC a supposé que les facteurs de charge des classes commerciales et résidentielles étaient respectivement égaux au facteur de charge du réseau plus un pour cent et moins un pour cent.

Au cours du contre-interrogatoire, la CENC a été incapable de documenter la "formule $\pm$ 1 %" sauf pour dire qu'elle lui avait été recommandée auparavant.

De nombreux intervenants s'étaient opposés à la façon selon laquelle la CENC calculait les demandes résidentielles et commerciales et avaient laissé entendre que le facteur de $\pm$ 1 % n'était pas réaliste et que l'application d'une telle formule sous-estime les demandes des deux classes.

YECL a été le premier intervenant à exprimer ses inquiétudes au sujet de la formule de $\pm$ 1 %. Un témoin de la YECL a déclaré qu'il n'avait jamais vu cette méthode auparavant. Dans sa propre étude du coût du service, il s'est servi de facteurs de charge résidentiel et commercial de 55 et 66 pour cent respectivement. Les chiffres de son étude proviennent d'une recherche sur la charge que l'Alberta Power Limited avait menée sur les agglomérations de l'Alberta et qui avait indiqué que les facteurs de la classe résidentielle variaient de 45 à 55 pour cent et que ceux de la classe de service général variaient de 50 à 80 pour cent.

Un témoin-expert du GY a fait écho aux préoccupations de YECL. Dans son étude, il s'est servi de prévisions de facteurs de charge de 34 pour cent pour les classes de clients résidentiels et de petits commerces et de 45 pour cent pour les importants clients com-

merciaux, et il a déclaré que ces chiffres étaient fondés sur des prévisions établies par la Saskatchewan Power Corporation. Après étude plus approfondie, il était convaincu que ces facteurs de charge étaient un peu trop faibles. Il a suggéré que les facteurs de charge pourraient être plus proches de 38 pour cent pour les groupes de petits clients commerciaux au Québec et d'environ 50 pour cent pour les clients de la classe de commerce de détail à Terre-Neuve. En Colombie-Britannique et en Ontario, en se fondant sur les facteurs de charge coïncidente, qu'il prévoyait être légèrement supérieurs aux facteurs de charge non coïncidente de la classe, la fourchette allait de 47 à 50 pour cent.

Lorsque l'on a demandé à la CENC quels seraient les facteurs de charge raisonnables pour ces deux classes, elle a mentionné des facteurs de charge de 45 à 55 pour cent pour les clients résidentiels et de 50 à 60 pour cent pour les clients commerciaux.

Le témoin du GY a considéré que ces fourchettes étaient acceptables et a conclu dans ses observations à ce sujet que, d'après la preuve, il était d'avis que le facteur de charge commercial devrait être bien plus élevé que le facteur de charge résidentiel. Il pensait qu'il faudrait adopter une marge de dix points de pourcentage dans le facteur de charge, pour l'année d'essai, jusqu'à preuve du contraire.

Le témoin-expert de la Cominco s'est aussi opposé à la formule du ± 1 % de la CENC et a introduit une autre méthode de détermination de la demande non coïncidente de ces deux classes de clients.

Il a déclaré que les demandes à facturer comprenaient les deux prévisions et, lorsqu'ils étaient disponibles, les relevés de compteurs fournissaient une approximation raisonnable des demandes non coïncidentes réelles placées sur le réseau par la classe commerciale. Ce témoin a proposé, étant donné que ces renseignements sont disponibles, qu'ils soient utilisés pour la répartition des coûts. Toutefois, il a noté que les demandes à facturer dans l'addendum au mémoire déposé par la CENC sont une moyenne pour l'année et que la demande de pointe réelle des clients est réellement quelque peu supérieure. En se servant d'une estimation de 1/0,85 pour le facteur du rapport de la demande de pointe sur la demande moyenne, il a redressé les demandes moyennes vers le haut pour représenter les demandes de pointe pendant l'année.

En se tournant vers les demandes résidentielles, ce témoin, dans l'annexe II révisée de la preuve en chef de la Cominco, a indiqué que, en se fondant sur une recherche menée ailleurs, l'apport moyen du client à la demande de pointe coïncidente du réseau serait de 2,6 kW ou 4 350 kW pour toute la classe dans la zone tarifaire hydro des T.N.-O.[1]

Toutefois, il a noté que la classe résidentielle n'a pas nécessairement sa pointe lorsque le réseau a la sienne. En se servant d'un facteur de coïncidence du réseau égal à 0,84, il a redressé la demande résidentielle de cet exemple vers le haut jusqu'à sa demande de pointe coïncidente de classe égale à 5 179 kW. Il a reconnu ensuite que tous les clients de la classe résidentielle n'avaient pas leurs demandes de pointe en même temps. Pour effectuer un redressement à cet effet, il s'est servi d'un facteur de coïncidence de classe égal à 0,81 pour arriver à une pointe non coïncidente de 6 394 kW. Il a fait ce redressement pour que les clients résidentiels soient traités d'une façon correspondant au traitement que la CENC accorde aux clients industriels et en vrac, c'est-à-dire que les demandes de chaque client individuel ont été additionnées pour obtenir une demande de pointe non coïncidente de la classe. Dans son annexe originale, le témoin a noté que la CENC n'a pas redressé sa formule des facteurs de charges au moyen de facteurs de coïncidence de la classe et que par conséquent les résultats de la formule de la CENC représentent la demande coïncidente de la classe et non la demande non coïncidente.

L'Office note que le fait d'adopter les méthodes proposées par le témoin de la Cominco au lieu de la méthode des "± 1 %" de la CENC, aurait des répercussions dramatiques. Il note aussi que les méthodes que propose la Cominco exigent que plusieurs paramètres soient calculés (c'est-à-dire: facteur de coïncidence du réseau, facteur de coïncidence de la classe, demande résidentielle moyenne au moment de la pointe du réseau et facteur du rapport "de la demande de pointe sur la demande moyenne"). Cominco n'a introduit sa proposition en preuve à l'instance qu'après l'achèvement du contre-interrogatoire direct de la CENC et des autres intervenants (à l'exception du G.T.N.-O.). L'Office est convaincu que, bien que la méthode proposée par Cominco puisse avoir un certain mérite, il y a un manque de preuve à l'appui des facteurs de redressements (en particulier un manque de données applicables aux exploitations au nord du 60^{e} parallèle) et qu'en outre de tels facteurs devraient faire l'objet d'un examen pertinent et complet par toutes les parties intéressées avant d'en recommander l'application.

L'Office, après avoir examiné la preuve, recommande que, pour l'année d'essai, la CENC continue de se servir de la méthode du facteur de charge pour la détermination des demandes résidentielles et commerciales dans chaque zone tarifaire, mais que les fac-

---

1 Le témoin-expert de la Cominco s'est servi de la zone tarifaire hydro des T.N.-O. comme exemple : 1 673 clients x 2,6 kW/client = 4 350 kW

teurs de charge reflètent une marge plus réaliste de dix points de pourcentage, comme l'avait proposé le témoin-expert du GY. Dans sa détermination des taux fondés sur le coût pour l'année d'essai, l'Office s'est servi des facteurs de charges de 45 et 55 pour cent respectivement pour les classes résidentielles et commerciales de chaque zone tarifaire. L'Office note que ces facteurs de charge se trouvent dans les fourchettes suggérées par la CENC et les intervenants.

7.4.3.2 Demandes des clients industriels et des clients en vrac - Zone tarifaire diesel des T.N.-O.

La CENC a aussi utilisé une formule pour calculer les demandes des clients industriels et des clients en vrac dans la zone tarifaire diesel des T.N.O. Dans cette formule, la CENC a supposé que les facteurs de charge des deux classes étaient égaux au facteur de charge du réseau dont la valeur est de 55,8 pour cent.

Aucun intervenant n'a soulevé une préoccupation quelconque au sujet de la méthode de la CENC pour la détermination des demandes des classes de clients industriels et de clients en vrac, dans la zone tarifaire diesel des T.N.-O. Par conséquent, l'Office accepte les facteurs de charge, tels que déterminés par la CENC, pour l'année d'essai.

7.4.3.3 Demande de Con Mine

Pendant l'enquête, la CENC a indiqué qu'elle mesure la demande de Con Mine au moyen d'un compteur de demande instantanée tandis qu'elle mesure la demande de tous les autres clients importants au moyen de compteurs de demande moyenne de 15 minutes.

L'Office note que les demandes comptées pour les grands clients de la CENC formaient la base de la prévision des demandes de l'année d'essai pour chacun de ces clients.

Dans sa preuve en chef, Con Mine a indiqué que, étant donné que sa demande était comptée au moyen d'un compteur de la demande instantanée, elle trouvait qu'elle faisait l'objet de discrimination.

La CENC a indiqué qu'elle autorisait la Con à effectuer la manutention du minerai seulement entre 20 h et 7 h et a expliqué que, lorsque la Con manutentionne son minerai, la mine peut avoir un besoin de pointes instantanées pouvant atteindre 4,7 MW, en une période d'environ une minute et demie ou une oscillation d'environ 2,7 MW. La CENC a déclaré que même si elle autorise la Con à manutentionner son minerai seulement pendant la période hors pointe, elle doit toutefois se servir des groupes électrogènes diesel pour satisfaire à sa demande de pointe en hiver. Par conséquent, la CENC a indiqué qu'elle doit garder des groupes électrogènes diesel supplémentaires sur le réseau non seulement pour fournir de la capacité à la Con, mais aussi pour tenir compte des oscillations de la demande.

La Cominco a reconnu que la demande de pointe de la Con a lieu lorsque la mine manutentionne du minerai ou des déchets de la mine. Toutefois, la Con a soutenu qu'étant donné que la mine est autorisée à manutentionner son minerai seulement pendant la période hors pointe, sa demande ne contribue pas à la demande de pointe globale. Qui plus est, lorsque la Con désire manutentionner son minerai ou ses déchets, elle doit obtenir l'autorisation préalable de la CENC. La Cominco a aussi souligné que, lorsque la CENC éprouve des problèmes sur son réseau, la Con est la première charge éliminée et la dernière à revenir sur le réseau. Finalement, Cominco a noté que, s'il y a défaillance du réseau de la CENC, cette dernière se sert des sources d'électricité de la Con pour les autres clients de la CENC. Cominco a reconnu qu'en vertu de cette entente, un crédit est automatiquement accordé au moyen du compteur, mais aucune reconnaissance n'est accordée à la nature de réserve des installations de la Con.

Dans sa plaidoirie finale, la Cominco a déclaré que la Con ne devrait pas faire l'objet de discrimination par l'utilisation d'un type différent de compteur et, tout compte fait, qu'elle devrait recevoir un traitement préférentiel en reconnaissance des fonctions de réserve de ses installations et des impératifs qui sont imposés à son exploitation et non à celles des autres clients industriels. Toutefois, Comico considérait aussi que si des installations supplémentaires devaient être aménagées ou réservées pour desservir les besoins particuliers de la Con Mines à titre d'appoint, le coût de ces installations devrait être inclus dans les taux de la Con.

La Ville de Yellowknife et ICG ont indiqué que, dans le passé, la Commission des services publics des T.N.-O. avait approuvé l'utilisation par la CENC d'un compteur de la demande instantanée pour Con. Ces deux intervenants ont soutenu qu'en l'absence de toute nouvelle preuve impérative s'y opposant, la CENC devrait continuer d'utiliser un compteur de demande instantanée pour Con Mines.

L'Office considère que, dans la détermination de la demande de Con Mine aux fins de répartition des coûts, il faudrait tenir compte de tous les facteurs, y compris les impératifs imposés à la mine quant à l'utilisation de ses installations de manutention et le fait que les installations d'électricité de Con constituent un appoint du réseau de la CENC. Par conséquent, l'Office recommande que la demande de pointe non coïncidente de la Con, aux fins de répartition des coûts, soit déterminée sur la base d'un intervalle de 15 minutes.

Pendant l'enquête, la Cominco a indiqué qu'elle était convaincue qu'une demande pertinente de 15 minutes pourrait être calculée pour la mine en soustrayant 900 kV.A de la demande mesurée par le compteur de la demande instantanée. La Cominco a indiqué que ce chiffre était fondé sur les résultats d'un rapport présenté par Thomas Associates dans lequel la valeur de 900 kV.A a été déterminée au moyen de mesures réelles.

L'Office accepte ce redressement comme étant raisonnable et par conséquent, il a diminué de 900 kV.A la demande non coïncidente de la Con Mine pour l'année d'essai. Toutefois, en recommandant que la demande de la Con soit déterminée à l'avenir sur la base d'un intervalle de 15 minutes, l'Office recommande aussi que les futurs taux de la Con reflètent toute différence de coût qui pourrait être attribuée aux demandes placées sur le réseau de la CENC pour fournir de l'électricité afin d'accommoder l'exploitation du puits Robertson de la Con pour la manutention du minerai.

7.4.3.4 kW contre kV.A

La CENC a témoigné, dans son mémoire, que les demandes de ses grands clients industriels et clients en vrac, à l'exception de Pine Point Mines et de Dome Petroleum Limited (Dome), et les demandes de certains de ses clients commerciaux, sont mesurées et exprimées en kV.A. Les demandes de tous les autres clients ont été soit calculées ou mesurées et exprimées en kW.[1] La CENC a reconnu, dans les sections de son mémoire se rapportant à la répartition des coûts et à la conception des taux, qu'elle avait utilisé des kW et des kV.A de façon interchangeable. Par conséquent, la CENC avait supposé de façon implicite qu'une relation d'égalité existait entre kW et kV.A. L'Office note que la vraie relation existant entre ces unités est que les kW sont égaux aux kV.A multipliés par un certain coefficient. Par conséquent, kW n'est égal à kV.A que si le coefficient du client ou de la classe est égal à l'unité.

Les intervenants de la CENC ont convenu qu'idéalement, afin d'éviter les injustices entre classes, les demandes de toutes les classes, aux fins de répartition des coûts, devraient être exprimées en une seule unité commune de mesure.

L'Office convient qu'idéalement, les demandes de toutes les classes de clients devraient être exprimées dans les mêmes unités de mesure, aux fins de répartition des coûts (qu'il s'agisse de kW ou de kV.A) et, par conséquent, il recommande que la CENC considère l'utilisation de l'une ou l'autre unité seulement dans les futurs mémoires. Toutefois, pour l'année d'essai, dans la détermination des demandes de chaque classe de clients, il n'a pas converti les kW en kV.A ou vice versa, à l'exception de la demande de Pine Point Mines.

La CENC avait indiqué pendant l'enquête que, les demandes de deux de ses trois clients de classe industrielle, dans la zone tarifaire hydro des T.N.-O., soit Con Mine et Giant Yellowknife Mines, ont été exprimées en kV.A tandis que la demande du troisième client, soit la Pine Point Mines, a été exprimée en kW.

L'Office est convaincu que lorsqu'une classe comprend seulement quelques clients, le fait d'exprimer la demande de l'un d'entre eux en kV.A crée des injustices évidentes dans cette classe.

Au cours du contre-interrogatoire, la CENC a indiqué qu'elle était convaincue que le coefficient de Pine Point Mines était d'environ 0,95. L'Office note que Pine Point Mines ne s'est pas opposée à ce chiffre et qu'en outre le témoin-expert de la Cominco était convaincu que les coûts liés à la demande devraient être répartis entre les clients de la classe sur la base de la demande exprimée en kV.A.

L'Office est convaincu que, dans la mesure où c'est pratique du point de vue administratif, les inégalités au sein d'une même classe devraient être éliminées et, par conséquent, il recommande qu'aux fins de répartition des coûts et de conception des taux, la demande de Pine Point Mines soit exprimée en kV.A pour l'année d'essai. Par conséquent, l'Office a divisé par 0,95 la demande en kW de Pine Point Mines pour arriver à une demande équivalente exprimée en kV.A.

7.4.3.5 Détermination des demandes à l'avenir

Ayant examiné les préoccupations particulières décrites dans les sections 7.4.3 à 7.4.3.4, l'Office recommande que la CENC examine diverses méthodes de détermination de la demande des clients résidentiels et commerciaux de toutes les zones et des clients industriels et clients en vrac de la zone tarifaire diesel des T.N.-O. afin d'arriver à des demandes plus pertinentes pour ces classes à l'avenir et, en outre, que la CENC soit en mesure de justifier toute méthode qu'elle va incorporer dans les futurs mémoires.

7.5 Ventes internes

Dans la détermination des ventes d'énergie aux clients résidentiels de chaque zone tarifaire pour l'année d'essai, la CENC a exclu les ventes d'énergie à ses propres employés. Selon l'avis des intervenants, ces ventes, mentionnées sous la rubrique ventes in-

---

1 Les kV.A reconnaissent la puissance réactive extraite du réseau par le client tandis que les kW ne le font pas. En fonction du coefficient particulier au client, les kV.A sont égaux ou supérieurs aux kW.

ternes par la CENC, auraient dû être incluses dans les ventes d'énergie résidentielle, aux fins de répartition des coûts et de conception des taux.

La CENC a témoigné que, à la lumière de ce qu'elle offre des avantages sociaux à ses employés sous forme de service public, elle considère que les ventes internes sont analogues à l'énergie consommée dans ses centrales dans le sens qu'elles constituent réellement un coût d'affaires. Actuellement, la CENC facture à chaque employé, à l'exclusion de ceux du siège social, une somme forfaitaire de 70 $ par mois pour les services publics, tandis qu'elle absorbe le coût global des services publics de chaque employé.

Selon la CENC, c'est une situation insoutenable. En effet, la CENC n'a aucun contrôle sur la quantité d'aide qu'elle fournit à chaque employé, car vu le tarif forfaitaire de 70 $ par mois, quelle que soit la consommation, les employés ne sont pas incités à économiser l'énergie. Par conséquent, la Commission prend les mesures nécessaires pour remédier à cette situation. Pendant le contre-interrogatoire, la CENC a indiqué qu'elle proposait de mettre en oeuvre, pendant l'année d'essai, un programme de paiements pour l'utilisation des services publics par les employés, dans les zones taraifaires hydro du Yukon et des T.N.O. Selon ce programme, un niveau acceptable de compensation de la rémunération serait inclus dans la convention salariale des employés ce qui les compenserait pour le prix forfaitaire perçu actuellement pour les services publics, mais la CENC exigerait que chaque employé paie ses propres factures de service public.

Étant donné que la CENC a inclus dans son mémoire une somme pour "compensation au titre des services publics" dans les salaires et traitements des zones tarifaires hydro des deux territoires, la CENC a convenu que les employés de ces deux zones pourraient être considérés comme des clients résidentiels normaux payant les factures normales de service d'électricité au cours de l'année d'essai et que par conséquent, il conviendrait d'inclure les ventes d'énergie aux employés (c'est-à-dire les ventes internes) dans la détermination des ventes d'énergie résidentielles globales. Toutefois, étant donné que la CENC ne propose pas d'appliquer ce nouvel ensemble d'avantages sociaux dans les zones tarifaires diesel, la CENC considérait qu'elle devrait poursuive l'exclusion des ventes internes dans la prévision des ventes d'énergie aux clients résidentiels de ces zones tarifaires.

L'Office accepte la position de la CENC quant au traitement des ventes internes aux fins de la répartition des coûts et de la conception des taux dans les zones tarifaires diesel et quant à l'inclusion des ventes internes dans les ventes résidentielles des zones tarifaires hydro. Par conséquent, l'Office a redressé vers le haut les ventes d'énergie résidentielles dans les zones tarifaires hydro seulement afin d'inclure les ventes internes dans l'année d'essai.

7.6 Répartition des pertes de lignes

Dans une analyse du coût du service, les coûts d'énergie sont attribués aux classes de clients selon leurs achats respectifs en kilowatts-heures, y compris les pertes du réseau. Lorsque, dans son mémoire, elle a réparti les pertes du réseau entre les classes de clients, la CENC n'a nullement tenté de distinguer les pertes sur les lignes de transport d'électricité et les pertes sur les lignes de distribution. Les pertes globales des lignes de chaque zone tarifaire ont été simplement réparties entre toutes les classes, en se fondant sur le taux de consommation d'énergie de chaque classe, par rapport aux ventes globales.

Un certain nombre d'intervenants se sont opposés à la méthode de la CENC, car elle attribue en fait une partie des pertes de distribution aux classes de clients industriels et de clients en vrac qui n'utilisent pas les installations de distribution. Ils ont soutenu que les pertes de distribution ne devraient être attribués qu'aux classes résidentielles, de service général et d'éclairage des rues.

La CENC s'est déclarée d'accord avec cette méthode, mais elle a indiqué qu'elle ne dispose pas d'installations de comptage qui pourraient identifier de façon distincte les pertes de distribution et de transport d'électricité; elle n'a pas essayé non plus d'estimer de telles pertes.

Un témoin de YECL a suggéré que la CENC se serve d'un facteur de perte de dix pour cent des ventes pour déterminer les pertes de distribution. Ce facteur était fondé sur l'expérience de cette société dans l'approvisionnement du Yukon en électricité. Les témoins des autres intervenants ont appuyé le caractère raisonnable de ce facteur et un témoin de la CENC pensait qu'un facteur de perte de distribution de 10 à 12 pour cent des ventes serait raisonnable.

Bien qu'au cours du temps l'on puisse espérer de meilleures prévisions de la CENC pour établir les pertes des lignes de distribution de cette société, dans chaque zone tarifaire, l'Office recommande que, pour l'année d'essai, la CENC se serve d'un facteur de perte de 10 pour cent des ventes aux classes résidentielles, de service général et d'éclairage des rues pour déterminer les pertes de distribution attribuables à ces classes. En outre, les pertes résultantes de transport d'électricité dans chaque zone tarifaire (pertes totales moins pertes de distribution) devraient être réparties proportionnellement entre chaque classe de la zone tarifaire, en se fondant sur le rapport de ces ventes d'énergie, plus les pertes de distribution (éven-

tuelles) sur les ventes globales d'énergie, plus les pertes de distribution dans la zone.

7.7 Facteur de pondération des clients

La répartition des coûts aux clients entre les classes de clients est fondée sur le nombre de clients dans chaque classe multiplié par les facteurs de pondération pertinents afin de refléter les différences dans les coûts de fourniture du service aux diverses classes. Par exemple, le manuel de la NARUC indique que les frais d'immobilisations des compteurs sont un coût exigeant une pondération pour les différentes classes de clients, car les dispositions de comptage d'un client industriel unique peuvent être de 20 à 80 fois plus coûteuses que le comptage d'un seul client résidentiel.

7.7.1 Classes des clients industriels (primaires) et des clients en vrac

À titre de guide de détermination d'un facteur pertinent de pondération, pour l'attribution des coûts liés aux clients aux classes de clients industriels (primaires) et de clients en vrac des zones tarifaires hydro et à la classe industrielle (primaire) dans la zone tarifaire diesel des T.N.O., la CENC s'est servie d'une méthode qui se fonde sur les frais d'immobilisations des compteurs installés. Cette méthode produit un rapport de 115 à 1 pour les clients industriels (primaires) et les clients en vrac, par rapport aux clients résidentiels et commerciaux. Toutefois, la CENC n'était pas convaincue qu'un facteur fondé uniquement sur les coûts de comptage constituait une base raisonnable pour la répartition de tous les coûts aux clients de ces classes et, par conséquent, elle a choisi un facteur de pondération égal à 80 qui, selon elle, est comparable à la limite supérieure, de la fourchette de 20 à 80, suggérée dans le manuel de NARUC.

En réponse à une demande de renseignements, la CENC a indiqué que les dépenses liées aux clients, au titre des clients industriels et des clients en vrac, dépassaient celles des clients résidentiels et de service général par un facteur d'environ 22 pour les coûts liés au comptage et par un facteur de 50 à 60 pour les autres coûts liés aux clients.

La CENC a convenu que, si la moyenne pondérée des coûts liés au compteur et aux autres coûts liés aux clients devait être calculée, les coûts aux clients pour les clients industriels et les clients en vrac dépasseraient ceux des clients résidentiels et de service général par un facteur de seulement de 45 à 55.

Les intervenants ont aussi mis en doute le caractère raisonnable du facteur de pondération dont se sert la CENC. Le témoin-expert de la Cominco a effectué sa propre analyse. Les résultats de cette analyse suggèrent une fourchette de 38 à 50.

En se fondant sur la preuve, l'Office recommande que, pour l'année d'essai, un facteur de pondération égal à 50 soit utilisé pour la répartition des coûts liés aux clients entre les classes de clients industriels (primaires) et de clients en vrac de chaque zone tarifaire hydro et pour leur attribution à la classe de clients industriels (primaires) de la zone tarifaire diesel des T.N.-O.

On avait aussi noté que, dans la zone tarifaire diesel des T.N.-O., la CENC avait classé environ 50 clients comme étant clients "en vrac" aux fins de répartition des coûts, mais elle ne leur avait attribué qu'un facteur de pondération de classe égal à 1 seulement. La CENC a expliqué que la désignation " en vrac" a été utilisée simplement pour faire la distinction entre les clients qui reçoivent leur électricité à la tension primaire (Transport Canada et le G.T.N.-O.) et ceux qui fournissent leur propre transformation secondaire et leur propre distribution par rapport aux autres clients commerciaux se servant du réseau de distribution de la CENC. L'Office trouve que le facteur de pondération de la CENC pour cette classe de la zone tarifaire diesel des T.N.-O. est acceptable.

7.7.2 Classe des clients industriels (secondaires)

Dans la zone tarifaire hydro du Yukon, la CENC n'a attribué aucun coût lié aux clients au titre des clients industriels (secondaires). La CENC a indiqué que, s'il s'avérait pertinent de répartir ces coûts à la classe de clients insustriels (secondaires), un facteur de pondération de 10 pourrait être plus pertinent qu'un facteur de 80, car cette classe n'a pas sa demande comptée comme les clients industriels (primaires) et la facture pour un tel client est calculée à la main.

L'Office recommande qu'un facteur de pondération de 10 soit utilisé pour l'attribution des coûts liés aux clients de cette classe, pour l'année d'essai.

7.7.3 Nombre de clients

La CENC a déclaré que le nombre de clients prévus pour l'année d'essai, comme présenté dans le mémoire, était le nombre réel de clients desservis au 31 mars 1984. Pendant le contre-interrogatoire, la CENC a indiqué que le nombre de clients de certaines agglomérations, à Dawson en paticulier, varie entre l'été et l'hiver. La CENC reconnaît que, aux fins de répartition des coûts, il aurait été préférable de pondérer le nombre de clients sur l'année plutôt que d'en faire le compte à um moment donné.

L'Office recommande que, à l'avenir, la CENC se serve d'une moyenne de douze mois pour déterminer le nombre de clients de chaque classe, dans chaque zone tarifaire, aux fins de répartition des coûts.

7.7.3.1 Zone tarifaire diesel des T.N.-O.

La CENC, dans son mémoire, s'est servi du chiffre 7 comme nombre de clients industriels aux fins de répartition, mais elle a utilisé cinq seulement dans la conception des taux de cette classe.

La CENC a reconnu qu'elle avait supposé que deux services à Norman Wells pour le compte d'Esso Ressources n'auraient aucune consommation au cours de l'année d'essai, mais qu'ils resteraient raccordés. Toutefois, ces deux services ont été désaccouplés du réseau à l'automne 1984.

Par conséquent, l'Office a utilisé cinq comme nombre de clients aussi bien pour la répartition des coûts que pour la conception des taux.

7.8 Zone tarifaire de chauffage et zone tarifaire d'eau et d'égouts des T.N.-O.

En plus de fournir un service public d'électricité, la CENC fournit un service de chauffage à Inuvik et Frobisher Bay ainsi qu'un service d'eau et d'égouts à Inuvik. La CENC distribue la chaleur à Inuvik. À Frobisher Bay, la Commission fournit la chaleur en vrac au G.T.N.-O. pour distribution subséquente par ce dernier.

La centrale-chaufferie de la CENC à Inuvik contient les installations nécessaires aux trois services publics tandis que la centrale-chaufferie de Frobisher Bay ne fournit que les services de chauffage et d'électricité.

Dans son mémoire, la CENC a attribué le matériel particulier lié aux services d'eau, d'égouts et de chauffage directement à chaque service public. La centrale et le matériel communs à tous les services ont été répartis sur la base de l'aire relative au sol occupée par chaque service public dans la centrale. Ensuite, une répartition supplémentaire a été faite à Inuvik entre les services de chauffage et d'eau sur la base des BTU utilisés par chaque service.

Les réservoirs de combustible et le matériel de manutention du combustible communs aux services ont été répartis sur la base de la consommation relative de combustible de chaque service. Après avoir déterminé la base tarifaire globale de chaque service, la CENC a attribué un rendement approprié de la base des taux.

La CENC a réparti les coûts du siège social et du bureau régional entre les zones tarifaires de chauffage, d'eau et d'égouts sur la base des traitements et des salaires directs. Des coûts d'exploitation particuliers ont été identifiés et attribués directement aux zones tarifaires de chauffage, d'eau et d'égouts. Les coûts d'exploitation communs ont été répartis entre les services en se servant de facteurs estimés par le surintendant de chaque centrale.

L'Office accepte comme étant raisonnable la méthode de répartition utilisée dans le mémoire pour les zones tarifaires de chauffage et d'eau et d'égouts, à l'exception des répartitions du siège social et du bureau régional. La méthode de répartition recommandée pour ces coûts est décrite dans les sections 6.6 et 6.7.

Chapitre 8
Conception des taux

Les observations et recommandations de l'Office relatives à la conception des taux de la CENC, pour chaque classe de clients, sont présentées aux sections suivantes du présent chapitre. Les taux que proposent la CENC et ceux recommandés par l'Office pour chaque classe de clients, dans chaque zone tarifaire, sont indiqués aux tableaux 8.1 à 8.7 qui se trouvent à la fin du présent chapitre. Chaque tableau montre aussi les taux que l'Office a recommandés en fonction des recommandations exposées aux chapitres 4 à 8 du présent rapport.

8.1 Contrats

La CENC a indiqué qu'elle avait des ententes d'approvisionnement avec deux de ses grands clients industriels; soit, Cyprus Anvil Mining Corporation et Pine Point Mines Ltd. Ces contrats précisent, entre autres, les redevances que la CENC peut imposer ou la façon selon laquelle de telles redevances doivent être calculées et la base sur laquelle les redevances doivent être perçues. L'Office considère que, aux fins de détermination idéale des taux fondés sur les coûts pour la CENC, on devrait négliger les caractéristiques particulières des taux et de leur conception, telles que précisée dans les contrats.

Toutefois, l'Office reconnaît que l'entente conclue avec la Pine Point Mines comprend aussi un barème de paiements liés à une installation diesel de 7,5 MW que la CENC a spécifiquement installée pour la mine. Ce barème précise les paiements que la mine doit faire en ce qui concerne le principal et l'intérêt sur l'investissement de la CENC dans ces installations. L'Office considère que les coûts liés aux actifs particuliers à un client ne devraient être payés que par les clients qui en bénéficient et ne devraient pas être passés à d'autres. Par conséquent, il est convaincu que le barème de paiements de la centrale diesel de 7,5 MW, qui a été convenu entre Pine Point Mines et la CENC, devrait être respecté et attribué à la mine sous forme d'une redevance particulière (voir section 8.3.7.1).

8.2 Johnson's Crossing

Comme expliqué à la section 4.7 et à la section 6.2.4, l'Office n'est pas convaincu que la CENC construira une ligne de transport d'électricité, de Whitehorse à Johnson's Crossing, au cours de l'année d'essai. Toutefois, il a laissé, pour l'année d'essai, les besoins de recettes (tels que redressés) de Johnson's Crossing dans la zone tarifaire hydro du Yukon pour le motif décrit aux sections 4.7 et 6.2.4. L'Office est toutefois convaincu qu'aussi longtemps que Johnson's Crossing continue d'être desservi par la CENC au moyen d'une production diesel, les clients de la CENC à Johnson's Crossing devraient être facturés aux taux conçus pour la zone tarifaire diesel du Yukon.

8.3 Taux des services d'électricité

8.3.1 Facturation de la demande - Unités de mesure

Dans son mémoire, la CENC a exprimé toutes les facturations de la demande en kV.A, bien que la Commission ait reconnu au cours de l'enquête qu'elle s'attendait à facturer certains clients en kW.

Dans sa preuve en chef, CAMC a soutenu que toutes les redevances sur la demande devraient être imposées en kW, avec une mesure de garantie pour facturer en kW ou à 90 pour cent des kV.A, selon le chiffre le plus grand. CAMC a déclaré que les kW et non les kV.A constituent le complément des kW.h (soit la base selon laquelle l'énergie est facturée) et que, pour la cohérence, les kW devraient être utilisés pour la facturation de la demande.

La CENC a soutenu que les kW ne tiennent pas compte de la puissance réactive que la CENC doit fournir, en particulier pour ses grands clients. La CENC a indiqué que, étant donné que les kV.A tiennent compte de cette puissance, il était plus précis de les utiliser pour la facturation des grands clients. La CENC a déclaré que dans les cas de ses petits clients, pour qui il était difficile d'obtenir des compteurs en kV.A et pour qui la différence entre kW et

kV.A ne serait pas aussi importante, il convenait de les facturer en kW. Un témoin-expert de la Cominco s'est déclaré d'accord avec la CENC, dans le sens que la facturation de la demande en kV.A convient pour les grands clients, dont on peut espérer qu'ils prendront des mesures pour limiter leurs facteurs de puissance. Le témoin s'est aussi déclaré d'accord avec la CENC sur l'utilisation des kW pour les plus petits clients de service général en déclarant que ces derniers ne sont pas en mesure de contrôler leur facteur de puissance ou n'ont pas de charge suffisamment importante pour justifier l'application de mesures de correction.[1]

L'Office n'a pas été persuadé par la plaidoirie de CAMC selon laquelle la facturation devrait se faire en kW. L'Office est d'accord avec la CENC, qu'en règle générale, les grandes charges devraient être comptées en kV.A pour ce qui est de la demande afin de tenir compte de la puissance réactive extraite du réseau par le client. Toutefois, il est convaincu qu'en ce qui concerne les plus faibles charges, pour lesquelles il n'est pas pratique d'installer des compteurs en kV.A et pour lesquelles la différence entre kW et kV.A ne sera pas suffisamment importante, la facturation en kW est appropriée. Ces points de vue généraux au sujet de la pertinence des unités de facturation de la demande sont réflétés dans les sections suivantes sur la conception des taux de diverses classes de clients.

8.3.2 Taux résidentiels

Dans son mémoire, la CENC proposait des taux résidentiels comprenant une redevance mensuelle facturée aux clients, une facture mensuelle minimale et un ensemble de tarifs décroissants avec un bloc-seuil pour les 700 premiers kW.h, le bloc suivant étant de 500 kW.h et puis toute consommation dépassant 1200 kW.h. La redevance au client, exprimée en dollars par client et par mois, a été établie en deça des coûts aux clients attribués à la classe et exprimée par client et par mois. Toutefois, la CENC avait aussi proposé une facture mensuelle minimale, rendue égale aux coûts attribués aux clients. En ce qui concerne les consommations mensuelles menant à une facture globale dépassant la facture minimale, l'élément du coût au client qui n'était pas recouvré par la redevance au client que proposait la CENC était recouvré par l'intermédiaire de la redevance sur l'énergie.

Dans sa conception des taux, la CENC supposait que les deux éléments composant la facture d'un client, soit l'énergie et la demande, variaient en proportion directe avec la consommation en kW.h. Par conséquent, l'élément du coût au client qui n'avait pas été recouvré dans la redevance au client, mais qui l'était dans les redevances sur l'énergie, a fait que la CENC avait proposé un tarif à blocs de taux décroissants.

L'Office est convaincu que l'utilisation d'une redevance aux clients qui ne recouvre pas entièrement les coûts aux clients, ainsi que l'utilisation d'une facture minimale définie de façon distincte sont des complications inutiles dans une structure tarifaire. Il considère que la CENC devrait percevoir entièrement les coûts au client au moyen d'une redevance mensuelle fixe au client. Par conséquent, l'Office recommande que la redevance au client soit établie de façon à être égale au coût au client attribué par client et par mois et que la redevance au client constitue la facture minimale. Il note qu'en recouvrant entièrement les coûts aux clients au moyen de la redevance au client, tous les coûts d'énergie et de la demande peuvent être recouvrés au moyen d'une seule redevance par kW.h qui élimine la nécessité d'établir un tarif à blocs de taux décroissants.

8.3.3 Taux du service général

Dans sa conception des taux, la CENC a subdivisé la classe de service général (mentionnée sous l'appellation "classe commerciale" dans le mémoire de la CENC) en deux groupes - soit le petit service général et le grand service général. La CENC a défini les clients du grand service général comme étant ceux dont la demande est égale ou supérieure à 40 kV.A.

Pour la conception des taux des deux groupes de service général, la CENC a d'abord conçu un seul barème des taux initial fondé sur les coûts attribués à l'ensemble de la classe commerciale. Ensuite, des redressements avaient été apportés au barème des taux initial pour arriver au barème des taux distincts pour les groupes des petits et grands services généraux.

Le taux du petit service général que propose la CENC comprenait une redevance unique sur la demande, une facture mensuelle minimale et des taux à blocs décroissants avec des blocs pour les 900 premiers kW.h, puis pour les 1600 kW.h suivants et ensuite pour toute consommation dépassant 2 500 kW.h.

Le taux de grand service général que propose la CENC comprenait une redevance mensuelle aux clients, une facture mensuelle minimale fondée sur la demande en kV.A et des redevances décroissantes pour les blocs des 50 premiers kW.h/kV.A, les 200 kW.h/kV.A suivants et finalement pour toute consommation dépassant 250 kW.h/kV.A.

---

1 Nota La demande des clients résidentiels n'est pas relevée au moyen de compteurs de la demande

La CENC a expliqué qu'elle faisait la distinction entre les clients de petit et de grand service général afin de concevoir des taux qui, à son avis, reflétaient les préférences de structures tarifaires des deux groupes.

L'Office n'est pas persuadé qu'une distinction est justifiée entre les clients de petit et grand service général. L'Office note que les tarifs actuels de la CENC ne font aucune distinction de cette sorte et que, aux fins de répartition des coûts, la CENC a attribué les coûts à l'ensemble seulement de la classe commerciale. L'Office est aussi convaincu que la distinction entre petit et grand service général, ainsi que les taux structurés de façon différente pour chacun d'eux, entrave de façon importante la compréhension des taux de la CENC pour les clients commerciaux. Par conséquent, il recommande que les taux soient conçus pour l'ensemble de la classe de service général, dans chaque zone tarifaire.

L'Office convient avec la CENC que la structure tarifaire de la classe du service général devrait comprendre un élément de la demande pour que les clients commerciaux soient incités à améliorer leurs facteurs de charge. Il est convaincu que cela peut être réalisé au mieux, en ce qui concerne la facilité de l'administration et de la compréhension, au moyen d'une redevance distincte fondée sur la demande. Une telle redevance serait calculée en divisant les coûts attribués à la demande par la demande de facturation prévue pour la classe commerciale[1]. La CENC a indiqué, en ce qui concerne ses clients de service général dont la demande est comptée, que seuls les clients aux charges les plus importantes ont leur demande comptée en kV.A, en règle générale, avec la majeure partie restante ayant leur demande comptée en kW. Étant donné ce qui précède, l'Office recommande que la redevance sur la demande soit imposée sur la base des kW ou kV.A en fonction du comptage ou du calcul.

L'Office considère que la compréhension et la facilité d'administration, tout en assurant le recouvrement des coûts, peut être améliorée si la CENC perçoit également les coûts restants attribués à la classe commerciale au moyen de redevances distinctes. Par conséquent, l'Office recommande que, en supplément à la redevance sur la demande, une redevance unique au client soit conçue pour recouvrer les coûts attribués aux clients et une redevance uniforme sur l'énergie par kW.h soit conçue pour recouvrer les coûts d'énergie attribués.

1 Pour l'année d'essai, l'Office s'est servi des facturations de la demande exposées dans l'addendum du mémoire de la CENC.

8.3.4 Taux industriels

Dans son mémoire, la CENC avait proposé des taux industriels comprenant une redevance unique sur la demande, conçue pour recouvrer les coûts liés aux clients et liés à la demande et une redevance uniforme sur l'énergie conçue pour recouvrer les coûts attribués à l'énergie.

L'Office trouve que la méthode de la CENC pour la conception des taux industriels est raisonnable.

8.3.4.1 Zone tarifaire hydro des T.N.-O.

Pendant l'enquête, la CENC a indiqué que, dans la zone tarifaire hydro des T.N.-O., Pine Point Mines a sa demande comptée en kW tandis que les autres clients de cette classe ont leur demande comptée en kV.A. L'Office note que, bien que la CENC ait proposé que la redevance de la demande de la classe industrielle soit exprimée en dollars par kV.A, une telle redevance était en fait calculée en se servant d'un mélange de kW et de kV.A de la demande. Il est convaincu qu'une telle conception des taux donne un avantage indû à Pine Point Mines par rapport aux deux autres clients de cette classe. Par conséquent, l'Office recommande qu'un coefficient de 0,95 (voir section 7.4.3.4) soit utilisé pour traduire les kW de la facture de la demande de Pine Point Mines en kV.A. De cette façon, la redevance résultante sur la demande est exprimée de façon pertinente en dollars par kV.A et tous les clients sont traités sur un pied d'égalité pour le calcul de la redevance. Toutefois, reconnaissant le fait que Pine Point Mines aura vraiment sa demande comptée en kW, l'Office recommande en outre que la redevance résultante sur la demande en kV.A soit divisée par 0,95 (coefficient de Pine Point Mines) pour arriver à une redevance équivalente en kW pour la mine. L'Office suggère aussi, afin d'éviter de redresser la redevance sur la demande de la mine à l'avenir et de maintenir encore la parité avec la classe, que la CENC envisage de compter la demande de Pine Point Mines en kV.A.

Dans le calcul des taux qu'il recommande pour la classe industrielle de la zone tarifaire hydro des T.N.-O., l'Office a aussi redressé les prévisions de la CENC pour la facturation de la demande de Con Mines. L'Office a réduit la facture de la demande de Con Mines de 900 kV.A afin de refléter la recommandation de l'ONE selon laquelle la CENC fonde la demande de la mine sur un intervalle de 15 minutes plutôt que sur le comptage de la demande instantanée (voir section 7.4.3.3). Aussi longtemps que la CENC continue de se servir d'un comptage de la demande instantanée pour Con, l'Office est convaincu que la redevance sur la demande de la mine devrait être redressée pour que la CENC ne recouvre pas

plus de la mine que si sa demande avait été comptée au moyen d'un compteur de la demande, à des intervalles de 15 minutes. L'Office recommande aussi qu'à l'avenir tout coût différentiel, subi par la CENC mais attribuable à la demande placée sur le réseau de la CENC par les opérations de manutention de minerai de Con, soit recouvré de la mine au moyen d'une redevance paticulière à ce client.

8.3.4.2 Zone tarifaire diesel des T.N.-O.

La CENC a proposé que la redevance sur la demande de la classe industrielle du tarif diesel des T.N.-O. soit exprimée en dollars par kV.A bien que la facturation de la demande soit effectuée en kW pour calculer la redevance. L'Office note que, selon le mémoire, le seul client industriel de la zone à laquelle la CENC s'attend à fournir de l'électricité au cours de l'année d'essai était la Dome Petroleum. Pendant l'enquête, la CENC a indiqué que la demande à tous les points de service de la CENC à la Dome était soit comptée soit calculée en kW. Par conséquent, l'Office est convaincu qu'il convient d'exprimer la redevance sur la demande industrielle de la zone tarifaire diesel des T.N.O. en kW plutôt qu'en kV.A pour l'année d'essai.

8.3.4.3 Zone tarifaire hydro du Yukon

La redevance que propose la CENC pour la demande de la classe industrielle des taux hydro du Yukon a été exprimée en dollars par kV.A. L'Office note que les demandes des deux clients industriels de cette zone sont comptées en kV.A et il trouve, par conséquent, que la façon dont s'est servie la CENC pour exprimer la redevance sur la demande était convenable.

8.3.5 Taux de vente en vrac

Dans son mémoire, la CENC a proposé des taux de vente en vrac comprenant une redevance unique de la demande par kV.A conçue pour recouvrer les coûts liés aux clients et à la la demande et une redevance uniforme conçue pour recouvrer les coûts attribués à l'énergie.

À l'exception de ce qui est décrit ci-après, l'Office trouve que la méthode de la CENC pour la conception des tarifs de vente en vrac est raisonnable.

8.3.5.1 Zone tarifaire diesel des T.N.-O.

La CENC a indiqué que sa mention, dans la répartition des coûts à certains de ses clients diesel des T.N.-O., de clients d'achats "en vrac" peut être une source de confusion, car les clients en question n'achètent pas réellement l'électricité de la CENC pour la distribuer ensuite. Ces clients comprennent Transport Canada et le G.T.N.-O., qui prennent l'électricité de la CENC à la tension primaire. Aux fins de la conception des taux, la CENC a inscrit les taux de cette classe sous la rubrique des taux de "service primaire".

Pendant le contre-interrogatoire, la CENC a convenu que les clients en question pourraient être assimilés à des clients commerciaux, à la différence qu'ils sont desservis à la tension primaire tandis que les autres clients commerciaux le sont à une tension plus basse.

L'Office est convaincu que, vu les circonstances présentes, les taux des clients diesel des T.N.-O. qui sont identifiés dans la répartition des coûts de la CENC sous la rubrique clients "en vrac", devraient être structurés de façon analogue aux taux de service général. Par conséquent, il recommande que les taux de ces clients (c'est-à-dire taux de "service primaire") soient fondés sur les coûts attribués de façon pertinente à la classe, mais que la structure tarifaire comprenne une redevance unique aux clients, une redevance unique liée à la demande et une redevance unique liée à l'énergie (voir section 8.3.3). La CENC a indiqué que la demande de chacun des clients en question est comptée ou calculée en kW. Par conséquent, l'Office trouve qu'il convient d'exprimer la redevance de la demande en kW pour l'année d'essai.

8.3.6 Taux du service interruptible

Dans la zone tarifaire hydro du Yukon, la CENC fournit de l'énergie sur une base interruptible à United Keno Hill Mines et à l'hôpital de Whitehorse pour la consommation de leurs chaudières électriques. Les taux que propose la CENC pour le service interruptible ont pris la forme d'une simple redevance liée à l'énergie conçue pour recouvrer les coûts d'énergie. Cette redevance reflète le fait que la CENC n'avait attribué au service interruptible que les coûts liés à l'énergie, dans son étude de la répartition complète du coût du service. Le taux résultant proposé était de 0,961 ¢ le kW.h tandis que les taux existants de la CENC sont de 3,36 ¢ le kW.h pour l'hôpital de Whitehorse et de 2,478 ¢ le kW.h pour United Keno Hill Mines. Pendant l'enquête, la CENC a indiqué que ses taux actuels pour le service interruptible sont fondés sur un prix établi en fonction de la valeur du service plutôt que sur la détermination d'une analyse du coût du service.

À la lumière des considérations de commercialisation liées à la fourniture d'un service interruptible, c'est-à-dire le fait que l'électricité doit faire concurrence au mazout lourd et que la capacité de concurrence de l'électricité varie d'un endroit à l'autre ou même d'un client à l'autre pour le même endroit, l'Office recommande que la CENC continue à se servir d'une méthode d'établissement de prix fondée sur la valeur du service pour la détermination de taux appropriés de ses clients du service interruptible. Il recommande en

outre que les taux de l'année d'essai pour le service interruptible soient ceux actuellement en vigueur, mais augmentés de quatre pour cent. Par conséquent, l'Office recommande que les taux de l'année d'essai pour l'hôpital de Whitehorse et la United Keno Hill Mines soient respectivement établis à 3,49 ¢ et 2,58 ¢ le kW.h.

8.3.7 Clients - Redevances particulières

Après avoir attribué certains coûts à des clients particuliers dans la section de répartition des coûts de son mémoire, la CENC a simplement divisé par 12 les coûts annuels attribués aux clients particuliers afin d'arriver à des redevances particulières et mensuelles aux fins de conception des taux.

À l'exception de ce qui est décrit dans la section 8.3.7.1, l'Office trouve que le calcul de la CENC pour les redevances mensuelles particulières est raisonnable.

8.3.7.1 Taux hydro des T.N.-O. - Pine Point Mines

Comme décrit à la section 8.1 du présent rapport, la CENC a conclu une entente avec Pine Point Mines à laquelle elle a annexé un barème de paiements relatifs à une centrale diesel de 7,5 MW. Comme décrit dans la section 7.3.4.3, l'Office recommande que le paiement, tel que précisé dans le barème pour l'année d'essai, soit attribué à Pine Point Mines. Pine Point Mines a souligné dans sa preuve que le paiement, selon l'entente, a été calculé en supposant un taux d'intérêt de 9,734 pour cent et que les paiements seraient faits annuellement. Pine Point Mines a exprimé son inquiétude au sujet du calcul de la redevance mensuelle par la CENC en déclarant qu'en divisant simplement par 12 le paiement annuel conforme à l'entente pour arriver à une redevance mensuelle, on pourrait effectivement aboutir à des coûts d'intérêt à Pine Point supérieurs à 9,734 pour cent. Au cours du contre-interrogatoire, la CENC a indiqué qu'elle ne s'opposerait pas à recevoir un paiement annuel.

Ayant recommandé que la somme à percevoir au moyen d'une redevance spéciale à Pine Point Mines devrait être le paiement annuel qui a été précisé dans l'entente conclue avec la CENC, l'Office considère que la fréquence de paiement utilisée dans l'entente pour calculer la redevance devrait être respectée. Par conséquent, l'Office recommande que la redevance spéciale attribuée à Pine Point Mines soit une redevance annuelle.

8.3.8 Énoncé du barème des taux - Facturation de la demande

Dans les barèmes qu'elle a proposés pour les taux du service général, les taux industriels et les taux en vrac, la CENC a précisé une modalité de la demande à effet de cliquet selon laquelle la demande de facturation mensuelle d'un client est égale à la demande maximale du client au cours de la période de 12 mois se terminant au mois courant de la facturation. Une modalité supplémentaire a été placée sur les taux du service général selon laquelle la demande de facturation ne serait pas inférieure à 5 kV.A. L'Office note que ces spécifications ne sont pas nouvelles dans les barèmes de taux de la CENC. Il note en outre qu'actuellement elles ne s'appliquent pas à tous les clients industriels, en vrac et de service général de la CENC et qu'aucun intervenant ne s'est opposé à leur application.

8.3.9 Taux d'éclairage des rues

Dans son mémoire, la CENC a proposé des taux pour l'éclairage des rues comprenant une redevance forfaitaire et mensuelle par luminaire; la redevance est fonction de la taille du luminaire. L'Office note que cette structure tarifaire n'a pas changé par rapport à la structure actuelle de la CENC pour l'éclairage des rues et trouve que la méthode de conception des taux pour l'éclairage des rues est raisonnable. Toutefois, les coûts que l'Office attribue à la classe de l'éclairage des rues n'ont pas été déterminés au moyen de la méthode différentielle proposée par la CENC (pour les détails des coûts attribués à l'éclairage des rues, voir la section 7.4.2).

8.4 Taux du service de chauffage

Dans son mémoire, la CENC a proposé des taux de chauffage comprenant une redevance forfaitaire sur l'énergie par million de BTU.

L'Office trouve que la méthode de la CENC pour la conception des taux de son service de chauffage est raisonnable.

8.5 Taux des services d'eau et d'égouts

Dans son mémoire, la CENC avait proposé un taux de service d'eau et d'égouts comprenant (1) une redevance forfaitaire sur la consommation, par 1 000 gallons impériaux, (conçue pour recouvrer entièrement les coûts fixes et variables donnés dans les prévisions de consommation); et (2) une facture mensuelle minimale conçue pour recouvrer les coûts fixes chaque mois.

Au cours du contre-interrogatoire, la CENC a convenu que sa conception des taux, pourrait mener à un surrecouvrement des coûts fixes. Selon la structure tarifaire proposée à la CENC, celle-ci devrait traiter la facture minimale comme une redevance mensuelle fixe et devrait redresser la redevance sur la consommation pour recouvrer seulement les coûts variables. La

CENC a déclaré qu'à son avis, une telle structure tarifaire est plus raisonnable et a convenu qu'elle réduisait la possibilité de surrecouvrement.

L'Office recommande donc que les taux du service d'eau et d'égouts de la CENC comprennent une redevance mensuelle fixe conçue pour assurer le recouvrement des coûts fixes et une redevance sur la consommation, par 1 000 gallons impériaux, conçue pour recouvrer les coûts variables.

8.6 Clauses de redressement au titre du combustible

Pendant l'enquête, la CENC a indiqué que, vers 1974-1975, elle avait introduit des clauses de redressement au titre du combustible dans ses barèmes tarifaires. De telles clauses permettaient à la CENC de redresser automatiquement ses tarifs à mesure que les prix du combustible s'écartaient des niveaux qui avaient été prévus lors du calcul des taux pour l'année. L'Office note que la CENC n'a pas inclus de clause de redressement au titre du combustible dans les barèmes de taux qu'elle propose pour l'année d'essai.

Au cours du contre-interrogatoire, la CENC a indiqué qu'elle avait utilisé des clauses de redressement au titre du combustible par le passé lorsque les prix du combustible fluctuaient énormément et étaient difficiles à prévoir avec précision. La CENC a expliqué que la stabilité relative des prix du combustible que l'on constate dernièrement, lui permettait de prévoir des prix moyens du combustible pour l'année de façon plus précise et, par conséquent, elle avait l'impression qu'une clause de redressement au titre du combustible n'était pas nécessaire pour l'année d'essai.

L'Office, quant à lui, est convaincu qu'une clause de redressement au titre du combustible protège toutes les parties du risque inhérent à la prévision du prix du combustible un an à l'avance. L'Office note aussi que si, à la suite de la stabilité, les prix du combustible se déroulent comme prévus et qu'un redressement des taux pour le combustible n'est pas requis, aucune partie n'est entravée par le fait qu'un service public a pris la précaution de préciser une clause au titre du combustible dans ses barèmes tarifaires.

Par conséquent, l'Office recommande que la CENC incorpore, pour l'année d'essai, des clauses pertinentes de redressement au titre du combustible qui s'appliquent sur toute la zone afin de réduire les risques au minimum.

8.7 Clause de redressement au titre de la production thermique

Par le passé, la CENC avait incorporé dans ses barèmes de tarifs du réseau hydro-électrique, une clause de redressement au titre de la production thermique. Une telle clause avait été conçue pour que la CENC puisse augmenter (ou diminuer) ses tarifs du réseau hydro-électrique d'un mois à l'autre, dans la mesure où la quantité réelle de combustible diesel utilisé s'écartait de la consommation qui avait été prévue au moment de l'établissement des taux. L'Office note que la CENC n'a pas inclus une provision de redressement des taux au titre de la production thermique dans les barèmes qu'elle propose pour les taux.

Pendant l'enquête, la CENC a expliqué qu'aux fins de son mémoire, elle avait supposé des niveaux d'hydraulicité normale pour les réseaux hydro-électriques. Toutefois, la CENC a reconnu que si les niveaux d'hydraulicité normale ne se concrétisent pas, la Commission se verrait obligée de faire appel à l'organisme qui la réglemente et de demander un redressement des taux.

L'Office considère que, s'il faut redresser les taux, le mécanisme de redressement devrait être tel qu'il réduirait au minimum les retards reflétant les coûts associés aux imprévus d'exploitation. Il considère qu'une clause de redressement au titre de la production thermique constitue un tel mécanisme et qu'il permettrait d'effectuer des redressements plus opportuns que si la CENC devait préparer des mémoires en cours d'année pour les faire examiner et approuver par l'organisme qui la réglemente.

L'Office est convaincu que la CENC devrait minimiser les risques associés à la nécessité de prévoir les besoins en combustible de ses réseaux hydro-électriques et, par conséquent, il recommande que la CENC incorpore des clauses pertinentes de redressement au titre de la production thermique qui soient établies sur toute la zone dans ses barèmes de taux de la zone tarifaire hydro et que tout crédit (toute redevance supplémentaire) qui en résulterait soit indiqué(e) séparément sur les factures des clients. Toutefois, l'Office recommande aussi qu'en vue de réduire en fin de compte la nécessité d'effectuer des redressements de cette nature et afin de promouvoir le nivellement des taux, la CENC envisage d'établir un fonds de stabilisation des taux hydro-électriques.

8.8 Modalités de fournitures du service

Celles-ci n'ont pas fait l'objet de la présente enquête et devraient rester telles qu'elles existaient auparavant.

Tableau 8-1

Zone tarifaire hydro du Yukon
Taux de l'année d'essai

Classe	Redevances mensuelles proposées dans le mémoire	Redevances mensuelles recommandées par l'ONE
Résidentielle	Redevance au client: 10,31 $ Redevance sur l'énergie: 12,08 c kW.h (0 - 700 kW.h) 10,08 c/kW.h (500 kW.h suivants) 9,27 c/kW.h (supérieures à 1 200 kW.h) Facture minimale: 13,20 $	Redevance au client: 19,01 $ Redevance sur l'énergie: 7 99 c/kW h (Facture minimale: Redevance au client)
Service général	Petit service général: Redevance sur la demande: 1,36 $/kV A Redevance sur l'énergie: 12,90 c/kW.h (0 - 900 kW h) 10,89 c kW h (1 600 kW.h suivants) 9,90 c/kW h (supérieures à 2 500 kW h) Facture minimale: Redevance sur la demande mais non moins de 14,58 $ Grand service général: Redevance au client: 11,04 $ Redevance sur l'énergie: 14,21 c/kW.h (0 - 50 kW h/kV A) 9,90 c/kW h (200 kW.h/kV A suivants) 9,79 c/kW h (supérieures à 250 kW h/kV A) Facture minimale: 1,36 $/kV A	Redevance au client: 19,08 $ Redevance sur la demande: 13,90 $/kW ou kV A Redevance sur l'énergie: 1,68 c/kW h (Facture minimale: les redevances du client et sur la demande)
En vrac	Redevance sur la demande: 32,38 $/kV A Redevance sur l'énergie: 0,963 c/kW h (Facture minimale: Redevance sur la demande)	Redevance sur la demande: 12,69 $/kV A Redevance sur l'énergie: 1,53 c/kW h (Facture minimale: Redevance sur la demande)
Industrielle	Redevance sur la demande: 32,00 $/kV A Redevance sur l'énergie: 0,961 c/kW h (Facture minimale: Redevance sur la demande)	Redevance sur la demande: 12,37 $/kV A Redevance sur l'énergie: 1,53 c/kW h (Facture minimale: Redevance sur la demande)
Interruptible	Redevance sur l'énergie: 0,961 c/kW h	Hôpital de Whitehorse Redevance sur l'énergie: 3,49 c/kW h United Keno Hill Mines Redevance sur l'énergie: 2,58 c/kW h
Éclairage des rues	5,63 $/mois par luminaire de 125 W 5,73 $/mois par luminaire de 175 W	10,44 $/mois par luminaire de 125 W 10,71 $/mois par luminaire de 175 W
Redevance particulière à Cyprus Anvil	685,92 $/mois	20 684,25 $/mois

Tableau 8-2

Zone tarifaire diesel du Yukon
Taux de l'année d'essai

Classe	Redevances mensuelles proposées dans le mémoire	Redevances mensuelles recommandées par l'ONE
Résidentielle	Redevance au client 18,85 $ Redevance sur l'énergie: 37,38 c kW.h (0 - 700 kW.h) 28,51 c/kW.h (500 kW.h suivants) 28,02 c/kW.h (supérieure à 1 200 kW.h) Facture minimale: 26,99 $	Redevance au client: 27,07 $ Redevance sur l'énergie: 34,14 c/kW.h (Facture minimale: Redevance au client)
Service général	Petit service général: Redevance sur la demande: 3,58 $/kV.A Redevance sur l'énergie: 40,22 c/kW.h (0 - 900 kW.h) 38,23 c kW.h (1 600 kW.h suivants) 28,30 c/kW.h (supérieure à 2 500 kW.h) Facture minimale: Redevance sur la demande mais non moins de 27,01 $	Redevance au client: 27,04 $ Redevance sur la demande: 25,21 $/kW ou kV.A Redevance sur l'énergie: 19,97 c/kW.h (Facture minimale: les redevances au client et sur la demande)
	Grand service général: Redevance au client: 19,95 $ Redevance sur l'énergie: 46,49 c/kW.h (0 - 50 kW.h/kV.A) 33,41 c/kW.h (200 kW.h/kV.A suivants) 29,52 c/kW.h (supérieure à 250 kW.h/kV.A) Facture minimale: 3,58 $/kV.A	
Éclairage des rues	28,66 $/mois par luminaire de 175 W 32,27 $/mois par luminaire de 250 W	35,92 $/mois par luminaire de 175 W 40,32 $/mois par luminaire de 250 W

Tableau 8-3

Zone tarifaire de field (C.-B)
Taux de l'année d'essai

Classe	Redevances mensuelles proposées dans le mémoire	Redevances mensuelles recommandées par l'ONE
Résidentielle	Redevance au client: 12,78 $ Redevance sur l'énergie: 31,80 c kW.h (0 - 700 kW.h) 23,59 c/kW.h (500 kW.h suivants) 23,37 c/kW.h (supérieures à 1 200 kW h) Facture minimale: 18,23 $	Redevance au client 19.29 $ Redevance sur l'énergie 30.07 c/kW h (Facture minimale: Redevance du client)
Service général	Petit service général: Redevance sur la demande: 1,98 $/kV.A Redevance sur l'énergie: 34,12 c/kW.h (0 - 900 kW h) 24,60 c kW.h (1 600 kW h suivants) 23,59 c/kW.h (supérieures à 2 500 kW h) Facture minimale: Redevance sur la demande mais non moins de 18,18 $	Redevance au client 19,26 $ Redevance sur la demande 30,75 $/kW ou kV A Redevance sur l'énergie: 21,59 c/kW h (Facture minimale: les redevances au client et sur la demande)
	Grand service général: Redevance au client 10,73 $ Redevance sur l'énergie 32,84 c/kW h (0 - 50 kW h/kV A) 26,75 c/kW h (200 kW h/kV A suivants) 23,91 c/kW h (supérieures à 250 kW h/kV A) Facture minimale: 1,98 $/kV A	
Éclairage des rue	26,35 $/mois par luminaire de 125 W 29,17 $/mois par luminaire de 175 W	28,03 $/mois par luminaire de 125 W 31,08 $/mois par luminaire de 175 W

Tableau 8-4

Zone tarifaire hydro des T.N.-O.
Taux de l'année d'essai

Classe	Redevances mensuelles proposées dans le mémoire	Redevances mensuelles recommandées par l'ONE
Résidentielle	Redevance au client: 16,95 $ Redevance sur l'énergie: 8,64 ¢ kW h (0 - 700 kW h) 6,63 ¢/kW h (500 kW h suivants) 5,94 ¢/kW h (supérieure à 1 200 kW h) Facture minimale: 22,34 $	Redevance au client: 22,74 $ Redevance sur l'énergie: 8,13 ¢/kW h (Facture minimale: Redevance du client)
Service général	Petit service général Redevance sur la demande: 3,53 $/kV A Redevance sur l'énergie: 9,38 ¢/kW h (0 - 900 kW h) 7,37 ¢ kW h (1 600 kW h suivants) 6,38 ¢/kW h (supérieure à 2 500 kW h) Facture minimale: Redevance sur la demande mais non moins de 22,31 $	Redevance au client: 22,73 $ Redevance sur la demande: 13,50 $/kW ou kV A Redevance sur l'énergie: 2,41 ¢/kW h (Facture minimale: les redevances au client et sur la demande)
	Grand service général: Redevance au client: 16,63 $ Redevance sur l'énergie: 12,74 ¢/kW h (0 - 50 kW h/kV A) 7,05 ¢/kW h (200 kW h/kV A suivants) 5,40 ¢/kW h (supérieure à 250 kW h/kV A) Facture minimale: 3,53 $/kV A	
En vrac	Redevance sur la demande: 15,42 $/kV A Redevance d'énergie: 1,71 ¢/kW h (Facture minimale: Redevance sur la demande)	Redevance sur la demande: 11,47 $/kV A Redevance sur l'énergie: 2,17 ¢/kW h (Facture minimale: Redevance sur la demande)
Industrielle	Redevance sur la demande: 15,52 $/kV A Redevance sur l'énergie: 1,706 ¢/kW h (Facture minimale: Redevance sur la demande)	Redevance sur la demande: 11,57 $/kV A(2) Redevance sur l'énergie: 2,17 ¢/kW h (Facture minimale: Redevance sur la demande)
Éclairage des rues	6,88 $/mois par luminaire de 125 W 7,89 $/mois par luminaire de 175 W 8,29 $/mois par luminaire de 250 W 9,59 $/mois par luminaire de 400 W	9,24 $/mois par luminaire de 125 W 11,58 $/mois par luminaire de 175 W 12,40 $/mois par luminaire de 250 W 14,77 $/mois par luminaire de 400 W
Redevance particulière - à ICG Utilities - à Pine Point Mines	 585,83 $/mois 72,691 $/mois	 523,33 $/mois 872 287,00 $/année
Crédits partituliers - à Con Mine	 791,67 $/mois	 791,67 $/mois

1) À l'exception de la redevance particulière à Pine Point Mines qui selon les recommandations de l'Office doit être une redevance annuelle

2) Redevance équivalente par kW de la demande pour Pine Point Mines: 12,18 $/kW

Tableau 8-5

Zone tarifaire diesel des T.N.-O.
Taux de l'année d'essai

Classe	Redevances mensuelles proposées dans le mémoire	Redevances mensuelles recommandées par l'ONE
Résidentielle	Redevance au client: 18,00 $ Redevance sur l'énergie: 42,59 c kW.h (0 - 700 kW h) 36,60 c/kW.h (500 kW h suivants) 32,81 c/kW.h (supérieure à 1 200 kW h) Facture minimale: 26,14 $	Redevance au client: 27,55 $ Redevance sur l'énergie: 38,88 c/kW h (Facture minimale: Redevance au client)
Service général	Petit service général: Redevance sur la demande: 3,73 $/kV A Redevance sur l'énergie: 47,27 c/kW h (0 - 900 kW h) 38,75 c kW.h (1 600 kW.h suivants)Redevance au client: 27,59 $ 34,93 c/kW h (supérieures à 2 500 kW h) Facture minimale: Redevance sur la demande mais non moins de 26,17 $	Redevance sur la demande: 25,02 $/kW ou kV A Redevance sur l'énergie: 25,55 c/kW h (Facture minimale: les redevances au client et sur la demande)
	Grand service général: Redevance au client: 22,36 $ Redevance sur l'énergie: 48,85 c/kW h (0 - 50 kW h/kV A) 38,94 c/kW h (200 kW h/kV A suivants) 35,15 c/kW h (supérieure à 250 kW h/kV A) Facture minimale: 3,73 $/kV A	
Service primaire	Redevance sur la demande: 22,46 $/kV A Redevance sur l'énergie: 25,73 c/kW h (Facture minimale: Redevance sur la demande)	Redevance au client: 26,08 $/kV A Redevance sur la demande: 16,16 c/kW h Redevance sur l'énergie: 23,56 c/kW h (Facture minimale: Redevance au client et sur la demande)
Industrielle	Redevance de la demande: 64,96 $/kV A Redevance d'énergie: 26,14 c/kW h (Facture minimale: Redevance de la demande)	Redevance sur la demande: 41,06 $/kV A Redevance sur l'énergie: 23,29 c/kW h (Facture minimale: Redevance sur la demande)
Éclairage des rues	25,67 $/mois par luminaire de 125 W 28,67 $/mois par luminaire de 175 W 32,70 $/mois par luminaire de 250 W 38,11 $/mois par luminaire de 400 W	35,34 $/mois par luminaire de 125 W 38,22 $/mois par luminaire de 175 W 43,52 $/mois par luminaire de 250 W 51,77 $/mois par luminaire de 400 W

Tableau 8-6

Service de chauffage
Taux de l'année d'essai

Type de service	Redevances mensuelles proposées dans le mémoire	Redevances mensuelles recommandées par l'ONE
Chauffage en vrac (Frobisher Bay)	Redevance sur l'énergie: 25,21 $ par million de BTU	Redevance sur l'énergie: 24,20 $ par million de BTU
Calodistribution (Inuvik)	Redevance sur l'énergie: 17,68 $ par million de BTU	Redevance sur l'énergie: 16,52 $ par million de BTU

Tableau 8-7

Service d'eau et d'égouts
Taux de l'année d'essai

Redevances mensuelles proposées dans le mémoire	Redevances mensuelles recommandées par l'ONE
Redevance sur la consommation 3,45 $ par 1 000 gallons impériaux d'eau consommée par mois Facture minimale 33,50 $ par mois	Redevance sur la consommation 1,28 $ par 1 000 gallons impériaux d'eau consommée par mois Redevance mensuelle fixe pour le service: 20,62 $ par mois

Chapitre 9
Réglementation de la CENC à l'avenir

9.1 Généralités

Actuellement, aux termes de la Loi sur la CENC, la Commission doit établir des échelles de taux pour chaque zone tarifaire: le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest formant chacun une zone tarifaire distincte. Ces échelles doivent être approuvées par le gouverneur en conseil. Les taux réels établis et imposés par la CENC doivent tomber dans ces échelles et ne doivent pas être moindres que le coût estimatif, pour la Commission, de la fourniture du service public dans la zone tarifaire. Aux termes de ces dispositions, il n'y a en fait aucun apport public dans l'établissement des taux d'un endroit particulier.

L'Office continue d'adhérer au point de vue exprimé dans son rapport d'août 1983 selon lequel il faut établir un organisme indépendant pour réglementer les taux de la CENC et qu'un apport public dans l'établissement des taux devrait être prévu. En outre, les grands projets entrepris par la CENC devraient être examinés et approuvés par cet organisme indépendant avant que le début de la construction ne soit autorisé. Ce point est particulièrement important, car les ajouts d'immobilisations ont d'importantes répercussions à long terme sur les besoins de recettes et, par conséquent, sur les taux d'un service public tel que la CENC. En fait, si les ajouts d'immobilisations ne sont pas réglementés, dans ce cas les taux sont eux aussi en grande partie non réglementés.

L'Office note que des discussions sont en cours sur la cession possible aux Territoires de la responsabilité fédérale sur la CENC. L'Office reste convaincu qu'aussi longtemps que le gouvernement fédéral est responsable de la CENC, la Commission devrait être réglementée par un organisme de réglementation dûment nommé par le gouvernement fédéral. Un tel organisme devrait avoir, aux fins de réglementation des taux de la CENC, des représentants des Territoires, comme l'Office l'avait dans le cadre de la présente enquête. L'Office considère aussi que, dans le cas où la CENC passerait sous la compétence des Territoires ou du secteur privé, la réglementation de ses opérations de service public devrait être assurée par les Commissions des services publics des Territoires respectifs.

À l'heure actuelle, la CENC doit déposer ses budgets annuels d'immobilisations et d'exploitation pour les faire approuver par le ministre des Affaires indiennes et du Nord et par le Conseil du Trésor. L'Office continue de considérer que le fait d'avoir un seul organisme de réglementation pour examiner et approuver les besoins de recettes et les taux résultant de la CENC devrait éliminer la nécessité de faire approuver les budgets d'immobilisations et d'exploitation par d'autres instances du gouvernement.

9.2 Méthode de réglementation

L'Office est convaincu qu'afin de maximiser l'efficience du processus de réglementation et dès lors de la CENC, il est important que tout organisme de réglementation dûment nommé se voit accorder l'autorité complète et finale dans l'établissement des besoins de recettes annuelles de la CENC pour une période donnée et dans la détermination des taux fondés sur le coût qui y sont associés. Ceci devrait nécessairement comprendre, l'approbation des budgets annuels d'exploitation et de dépenses d'immobilisations de la CENC. Qui plus est, toute subvention des taux d'électricité devrait être accomplie à l'extérieur du processus de réglementation et, à titre de question de politique publique, il faudrait en décider au niveau politique.

Aux termes des dispositions ci-dessus, la CENC serait requise de déposer ses propositions tarifaires, sous forme de requête, auprès de l'organisme de réglementation. Une telle requête serait analogue, quant à sa forme et à son contenu, au mémoire que la CENC a déposé dans le cadre de la présente enquête. Après avoir achevé l'examen et l'analyse de la requête, l'organisme de réglementation approuverait les besoins de recettes de la CENC et les taux connexes fondés sur le coût dans chaque zone tarifaire. Les décisions de l'organisme de réglementation engageraient la CENC et ne pourraient pas être supplantées par une décision ministérielle. Toutes les décisions devraient être sujettes à un réexamen par l'organisme de réglementation et sujettes à un droit d'appel devant des tribunaux, mais seulement sur des points de droit.

Afin de s'assurer que toutes les parties intéressées ont eu l'occasion d'exprimer leurs points de vue sur la requête tarifaire déposée auprès de l'organisme de réglementation dûment nommé, l'Office recommande que des audiences publiques sur les taux soient tenues dans la capitale de chaque Territoire et à tout autre emplacement des Territoires, si l'intérêt public le justifie.

L'Office reconnaît que les taux établis de cette façon seraient sans aucun doute, dans de nombreux cas, supérieurs à ce que les clients peuvent vraiment payer. L'Office suppose que le gouvernement fédéral continuerait de déterminer le montant des subventions et la méthode permettant de les verser aux diverses classes de clients afin de redresser, s'il y a lieu, les sommes à payer par les clients pour les ramener à des niveaux plus acceptables. En établissant de telles subventions, le gouvernement fédéral peut souhaiter recevoir un rapport circonstancié des gouvernements territoriaux ou de leurs commissions de services publics.

9.3 Approbation des projets

Au cours de l'enquête, un certain nombre de parties intéressées ont exprimé leurs inquiétudes au sujet de la façon selon laquelle la CENC entreprenait une vaste gamme de projets.

Par exemple, la preuve produite à l'enquête a soulevé un certain nombre de questions qui jettent un doute sur la validité de l'étude économique qui a été utilisée pour justifier la construction de Whitehorse n^{o} 4. Si la proposition de construction de Whitehorse n^{o} 4 avait fait l'objet d'une audience publique, devant un organisme de réglementation dûment nommé, ces questions auraient pu être étudiées d'une façon nettement plus impartiale et plus indépendante et la décision d'entreprendre la construction de Whitehorse n^{o} 4, sous réserve de certaines modalités à préciser, aurait pu être faite sur une base plus rigoureuse.

En ce qui concerne les prolongements dans les lotissements de Bear Creek et de Rock Creek, à Dawson (Yukon), il a été établi que la CENC a entrepris ces projets sans exiger les subventions à l'aide de la construction prévues dans sa propre politique. Bien qu'il puisse y avoir certaines bonnes raisons pour écarter la politique dans ces deux cas, cela n'a jamais été établi au cours d'un forum public avant la construction de ces prolongements.

Étant donné ce qui précède et d'autres cas qui se sont présentés, l'Office recommande, en ce qui concerne un projet de la CENC nécessitant des dépenses d'immobilisations de 50 000 $ et plus, que la Commission dépose une requête auprès de l'organisme de réglementation dûment nommé. Cet organisme examinerait tous les aspects de chaque requête. En ce qui concerne les projets exigeant des dépenses d'immobilisations inférieures à 5 000 000 $, l'organisme, de son propre chef, approuverait ou rejetterait les projets faisant l'objet de la requête. En ce qui concerne les projets de plus grande portée, l'organisme rejetterait la requête ou recommanderait son approbation par le gouverneur en conseil. Le processus d'approbation des projets recommandé est analogue à celui qui s'applique actuellement aux pipelines qui sont réglementés par l'Office.

9.4 Modifications de la Loi sur la CENC

Afin de faciliter l'application des recommandations de l'Office contenues dans le présent rapport, il faut que la Loi sur la CENC soit modifiée. Bien que l'Office n'ait pas examiné cette question en détail, les modifications qui lui semblent nécessaires comprennent l'abrogation des articles 10, 11, 12, 13, 27 et 28 de la Loi sur la CENC. Ces articles devraient ensuite être remplacés dans la Loi sur la CENC, par des articles qui exigent que la CENC:

1. impose seulement les taux qui ont été approuvés par l'organisme de réglementation dûment nommé;
2. fasse approuver ses budgets de dépenses d'exploitation et d'immobilisations par le même organisme, et
3. dépose une requête auprès de l'organisme pour l'approbation de chaque projet exigeant des dépenses d'immobilisations de 50 000 $ ou plus.

En outre, la Loi sur la CENC devrait être modifiée de sorte que l'établissement et la perception de droits, tels que décrits dans l'article 25 de la Loi, soient approuvés par l'organisme de réglementation.

De même, l'article 23 de la Loi sur la CENC devrait être modifié pour que:

1. le système comptable de la CENC soit approuvé par "l'organisme de réglementation dûment nommé" et se conforme aux exigences de ce dernier; et
2. les comptes de la CENC soient sujets à la vérification de "l'organisme de réglementation dûment nommé".

Chapitre 10
Autres questions

10.1 Entente de vente de la centrale de Field (C.-B.)

Depuis 1959, la CENC a exploité une centrale diesel à Field (C.-B.).

Le 26 janvier 1984, la CENC a conclu une entente conditionnelle afin de vendre la centrale qu'elle exploite à Field à la société Kicking Horse Hydro Development Limited; selon cette entente, la Commission recevrait un acompte de 100 000 $. La date de clôture de cette entente est le 11 août 1985.

Une des modalités de l'entente porte que l'acheteur doit aménager une installation hydro-électrique exploitante pour le 31 juillet 1985. Pendant l'enquête, la CENC a indiqué que, vu que la construction de l'installation hydro-électrique n'avait pas encore commencé, il est douteux que la vente ait lieu pendant l'année d'essai.

En raison de cette incertitude, l'Office recommande qu'aux fins de l'établissement des taux de l'année d'essai, les 100 000 $ de l'acompte soient reportés dans les livres comptables de la CENC. La disposition finale de cette somme aux fins d'établissement des taux devrait être décidée par l'organisme de réglementation dûment nommé.

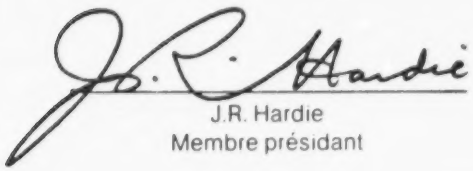
10.2 Exploitation de services publics autres que l'électricité

La CENC fournit des services de chauffage, d'eau et d'égouts à Inuvik et elle fournit un service de chauffage en vrac au Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, à Frobisher Bay.

Dans son rapport d'août 1983, l'Office avait noté que la CENC avait éprouvé des difficultés à fournir des services publics autres que l'électricité à des prix économiquement attrayants pour les clients et qu'un important financement serait nécessaire pour la remise à neuf des installations de la centrale d'Inuvik qui ne servaient pas à la production d'électricité.

Dans son rapport d'août 1983, l'Office avait recommandé que la partie des services publics d'Inuvik autre que l'électricité soit cédée à un autre organisme. L'Office est convaincu que la même situation continue d'exister en ce qui concerne les opérations de distribution de services publics autres que l'électricité et recommande encore qu'elles soient cédées à un autre organisme.

Les chapitres précédents exposent nos conclusions et nos recommandations sur les questions relatives à la Commission d'énergie du Nord canadien, conformément à une demande du ministre des Affaires indiennes et du Nord auprès du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources.



J.R. Hardie
Membre présidant

W.G. Stewart
Membre

E.S. Bell
Membre

J.M. Heath
Membre

R.A. Laking
Membre

Ottawa, Canada
Juin 1985

Annexe A

Rétrospective

1.0 Historique de la Commission d'énergie du Nord canadien

La Commission d'énergie des Territoires du Nord-Ouest a été constituée en organisme du gouvernement du Canada en 1948 pour exploiter une seule centrale hydro-électrique sur la rivière Snare, près de Yellowknife (Territoires du Nord-Ouest). En 1956, cet organisme a pris le nom de Commission d'énergie du Nord canadien. La CENC a graduellement repris l'exploitation d'installations d'électricité construites par des tiers et a entrepris la construction et l'exploitation de réseaux de services d'électricité à divers endroits supplémentaires. Maintenant, la CENC est propriétaire et exploitante d'installation situées à quelque 60 endroits dispersés dans le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest qui desservent une zone couvrant tout le territoire canadien au nord du 60^{e} parallèle, à l'exception du Québec et du Labrador, et qui comprend de nombreuses agglomérations séparées par de vastes étendues. La seule exploitation de la CENC située à l'extérieur des Territoires est celle du Parc national Yoho, d'où, depuis 1959, elle approvisionne en électricité la municipalité de Field (Colombie-Britannique) à la demande du Parc pour consolider les installations électriques qu'appartenaient auparavant au Parc et au Canadien Pacifique qu'en assuraient tous les deux l'exploitation.

Les installations de la CENC comprennent des centrales hydro-électriques et des centrales à groupe électrogène diesel, cinq réseaux de transport et de nombreux réseaux de distribution électrique isolés. De ces installations, nombreuses ont été celles qui avaient été construites à l'origine par d'autres organismes pour desservir leurs besoins particuliers et ont été transférées à la CENC au cours des années. Certaines installations ont été construites pour desservir des exploitations minières isolées et leurs communautés afin qu'un seul client puisse utiliser une large part de la production d'une centrale électrique. A de tels endroits, l'aspect économique d'un service public dépend fortement des affaires d'un seul client.

Bien que la CENC distribue de l'électricité aux clients en bout de ligne dans la plupart des agglomérations, elle approvisionne en électricité deux sociétés commerciales, soit la Yukon Electrical Company Limited et l'ICG Utilities (Plains-Western) Ltd., pour le transport d'électricité dans certaines zones du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest. En outre, la CENC fournit les services d'eau, de chauffage et d'égouts à Inuvik, de chauffage à Frobisher Bay et offre de la chaleur récupérée à divers autres endroits. Elle fournit en outre d'autres services secondaires sous contrat.

2.0 Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien

La Loi sur la CENC, dans sa version modifiée, a établi ce service public comme société de la Couronne qui a le droit d'approvisionner le Nord canadien en électricité et autres service publics. La CENC doit rendre compte au Parlement par le truchement du ministre des Affaires indiennes et du Nord. La Loi n'empêche pas d'autres sociétés privées et organismes gouvernementaux d'approvisionner en électricité les agglomérations situées au nord du 60^{e} parallèle.

La Commission se compose d'un président et de quatre membres qui sont tous nommés par le gouverneur en conseil et à son bon plaisir. Deux de ces membres sont nommés sur la recommandation de chacun des commissaires en conseil du Territoire du Nord-Ouest et du Yukon.

Aux termes de la législation qui la régit, la CENC, en qualité d'agent de Sa Majesté, peut acquérir et entretenir des centrales dans les Territoires du Nord-Ouest et au Yukon et, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil, ailleurs au Canada, mais sous réserve des lois de la province dans laquelle ces pouvoirs sont exercés.

Sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil, la CENC doit fixer des fourchettes de taux pour ses services applicables à chaque zone où elle fonctionne; le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest constituent des zones tarifaires distinctes. Ces tarifs sont

requis pour récupérer au moins le coût estimé d'approvisionnement en service public dans la zone tarifaire. Ces coûts doivent comprendre tous les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration ainsi que les paiements d'intérêt et de principal sur les emprunts et une provision pour les imprévus couramment fixée par décret en conseil à 4 pour cent des ventes annuelles.

Le ministre des Finances peut autoriser un paiement de 50 000 $ du Fonds de revenu consolidé à la CENC afin de financer les recherches sur les nouveaux projets de production d'électricité. Si l'aménagement s'effectue, le coût de ces recherches est imputé au coût en capital des installations. Si le projet n'est pas mis en oeuvre, le coût des recherches préliminaires est remis et constitue une charge budgétaire du gouvernement fédéral.

Le ministre des Finances peut autoriser les emprunts de la Commission pour les dépenses en capital, sous réserve des modalités approuvées par le gouverneur en conseil, à partir de crédits parlementaires prévus spécifiquement à cet effet. En outre, avec l'approbation du gouverneur en conseil et sous réserve des modalités approuvées par ce dernier, le ministre des Finances peut autoriser des emprunts jusqu'à 1 million de dollars à la fois, à partir du Fonds de revenu consolidé, mais ces emprunts devront être soumis à l'approbation du Parlement dans les prévisions de l'exercice financier suivant.

Tous les comptes de la CENC sont soumis à la vérification du Vérificateur général du Canada.

3.0 Exploitation de la Commission d'énergie du Nord canadien

La CENC est un service public d'électricité spécial car il comprend plus de 50 réseaux d'électricité distincts desservant une population d'environ 23 000 habitants disséminée dans une région de 536 000 kilomètres carrés dans le Yukon et d'environ 46 000 habitants dans une région de 3 245 000 kilomètres carrés des Territoires du Nord-Ouest. Les deux agglomérations principales sont les villes de Whitehorse (Yukon) et Yellowknife (T.N.-O.). Il y a une certaine concentration d'habitants dans le sud du Yukon et le long de la vallée du Mackenzie dans le Territoire du Nord-Ouest, mais la plupart des autres agglomérations sont petites et dispersées. Pendant l'année fiscale 1983-1984, la charge de pointe nette était d'environ 126 MW et les ventes de 580,5 GW.h accusaient une baisse de 5,7 pour cent par rapport au total de 615,9 GW.h de l'année précédente. La charge globale se chiffre à environ 267 MW au 31 mars 1984 et les réseaux d'électricité distincts ont des capacités de génération allant de 80 MW à Whitehorse jusqu'à 61 kW à la rivière Jean Marie, dans les Territoires du Nord-Ouest. Chacun de ces réseaux d'électricité doit être planifié et exploité de façon indépendante.

La houille blanche existe à Mayo et dans la région de Whitehorse-Aishihik-Faro, situés toutes les deux dans le Yukon méridional, et dans la région du Grand Lac des esclaves des Territoires du Nord-Ouest. Des groupes électrogènes diesel sont utilisés à tous les autres endroits. Les plus grands réseaux dotés de centrales hydro-électriques et de groupes électrogènes dans les centres régionaux ont du personnel à temps plein, mais de nombreuses centrales plus petites sont exploitées par des opérateurs locaux à temps partiel. Les poseurs de ligne qualifiés, les préposés à l'entretien et les opérateurs des centres régionaux se déplacent jusqu'aux plus petites centrales, le cas échéant, pour suppléer au travail des opérateurs locaux à temps partiel. Pour les grands travaux de maintenance de la machinerie et du matériel, ce personnel est complété, le cas échéant, par des représentants des fabricants.

Dans les centrales à gros groupes électrogènes, le personnel possède les qualités nécessaires pour faire marcher deux ou plusieurs génératrices en parallèle, mais dans de plus petites centrales une seule génératrice est utilisée à un moment quelconque. Pour une meilleure économie de combustible, un groupe électrogène plus gros est utilisé pour approvisionner les charges en hiver tandis qu'un groupe plus petit est utilisé pour satisfaire les charges d'été. De cette façon, les moteurs diesel peuvent fonctionner plus près de la capatité complète et atteindre à tout moment le niveau le plus efficace. Une capacité diesel supplémentaire est installée pour servir de remplacement en cas de panne et pendant l'entretien courant. La planification des calendriers de maintenance régulière est effectuée sur la base du nombre d'heures de fonctionnement des groupes. Cette situation mène à une grande variation d'une année à l'autre dans les travaux d'entretien et les coûts associés de chaque centrale.

Le critère utilisé pour la détermination de la taille d'un nouveau groupe électrogène pour augmenter la capacité d'une centrale diesel est la prévision de l'accroissement de la charge sur les cinq prochaines années ce qui donne lieu à de faibles changements et à une plus grande économie à long terme. Compte tenu du fait que l'électricité est une nécessité essentielle de la vie dans le Nord, chaque centrale est planifiée pour fournir de l'électricité pendant au moins 99 pour cent du temps. En outre, en cas d'urgence, une génératrice à gaz entreposée à Edmonton peut être amenée par avion Hercules à n'importe quelle centrale du Nord. Les niveaux de réserve sont plus élevés que dans les services publics du sud du Canada, mais on ne peut

éviter cette situation à cause de l'isolement de chaque centrale, des difficultés d'exploitation, car le personnel est semi-qualifié, et du besoin de fournir des services fiables.

4.0 Réglementation territoriale des services d'électricité

Le gouvernement de chaque Territoire a établi une Commission administrative pour réglementer les activités de ses services publics d'électricité. La Commission des services publics d'électricité du Yukon et la Commission des services publics des Territoires du Nord-Ouest sont identiques quant à leurs organisations, compétence et pouvoir.

Aux termes des ordonnances respectives qui le gouvernent, un service public d'électricité doit obtenir une franchise d'une municipalité ou du commissaire de territoire. Ces franchises ne peuvent être accordées, renouvelées ou modifiées sans approbation des Commissions territoriales. Les plaintes d'un commissaire, d'une municipalité ou d'un nombre donné de résidants de régions desservies concernant les taux exigés par les services publics ou à propos d'une augmentation proposée de ces taux, du service fourni par le service public ou les régions desservies par celui-ci, sont traitées par les Commissions. Ces dernières ont le pouvoir de déterminer les taux à exiger, les modalités et la façon selon lesquelles le service public fournit l'électricité et ont le pouvoir d'ordonner tout prolongement raisonnable des installations du service public.

Les Commissions doivent tenir des audiences publiques dans l'exercice de leur mandat, à l'exception de l'approbation des franchises par la Commission du Yukon. Leurs décisions sont définitives et irrévocables.

En qualité d'agent du gouvernement fédéral, la CENC n'est pas légalement soumise à la réglementation des commissions territoriales. Aux fins d'essayer de soulever les préoccupations concernant le manque de responsabilité publique vis-à-vis de ces clients, la CENC a déposé volontairement auprès des Commissions, depuis 1976, ses propositions d'augmentation tarifaire. Cette expérience ne s'est pas avérée être entièrement satisfaisante, vu que la CENC n'a pas voulu appliquer certaines recommandations des Commissions parce que ce faisant, elle entrerait en conflit avec la Loi qui la gouverne. La CENC a aussi été critiquée par le Vérificateur général parce qu'elle a dû faire l'objet d'un tel examen.

Annexe B

Résumé des principales recommandations
Rapport d'août 1983 de l'ONÉ

Les principales recommandations proposées par l'Office dans ce rapport sont résumées ci-dessous. Le corps du rapport contient des recommandations subsidiaires. En faisant ses recommandations, l'Office reconnaît que certaines d'entre elles exigeraient des lois du gouvernement fédéral, y compris des modifications à la Loi sur la CENC.

A. Organisation et exploitation de la société

1. La CENC devrait continuer à fonctionner comme entité unique, propriété du gouvernement fédéral.
2. On devrait trouver une forme d'établissement en société de la CENC qui lui permettrait de continuer d'être un organisme de la Couronne fédérale, mais qui la libérerait de certaines contraintes qui empêchent actuellement les pratiques d'affaires.
3. Le siège social de la CENC devrait rester à Edmonton.
4. Dans l'étude des nominations futures à la Commission, on devrait tenter d'obtenir des personnes ayant plus d'expérience dans la gestion de services publics d'électricité.
5. La pratique de récupération de la chaleur résiduelle provenant des générateurs diesel de la CENC devrait être poursuivie et étendue pourvu que les installations nécessaires soient construites et exploitées sans aucun coût net à la CENC.
6. Les affaires du service public non reliées à l'électricité de la CENC à Inuvik devraient être transférées à un autre organisme.
7. L'exploitation du service public d'électricité à Field (Colombie-Britannique) devrait être reprise par d'autres organismes en mesure d'accepter cette responsabilité.

B. Cadre de la réglementation

1. La réglementation de la CENC, y compris l'approbation des tarifs et la nécessité et la commodité publiques d'importantes additions en capital, devrait être affectée à un seul organisme fédéral de réglementation.
2. L'organisme fédéral de réglementation devrait obtenir autorité complète et définitive pour établir les besoins annuels de recettes de la CENC et pour déterminer les taux basés sur les coûts associés à cette dernière.
3. Les tarifs de la CENC devraient être établis par l'organisme fédéral de réglementation à la suite de l'audience sur les taux avec possibilité de participation par toutes les parties touchées.
4. Les audiences sur les taux devraient être tenues dans chaque capitale territoriale. On devrait également songer à tenir des audiences publiques à d'autres endroits dans les territoires, lorsque l'intérêt public le justifie.

C. Exigences de recettes

1. Les besoins de recettes de la CENC devraient être établies au moyen de la méthode base des taux/taux de rendement.
2. La CENC devrait être obligée de prendre un inventaire physique de tous ses biens immobilisés, en identifiant ceux qui sont actuellement en usage et ceux dont on peut raisonnablement s'attendre qu'ils seront utilisés à l'avenir. Les exigences de recettes de la CENC ne devraient pas traduire les coûts associés aux actifs dont les clients n'obtiennent plus aucun avantage.
3. La CENC devrait entreprendre une étude de dépréciation pour déterminer la durée physique et économique de ses actifs et devrait calculer les dépenses de dépréciation pour tous les actifs selon la méthode linéaire pour la durée la plus courte des actifs soit la durée physique ou économique.

4. Les dépenses d'entretien et d'exploitation de la CENC devraient désormais faire l'objet d'un examen public au cours d'audiences relatives aux taux.

D. Capitalisation

1. La méthode appropriée de création du capital propre nécessaire dans la composition du capital de la CENC est la conversion de certaines dettes actuelles en avoirs et, au besoin, la gestion directe de capitaux propres.
2. La dette au montant de 9,2 millions de dollars, qui existe en raison de pertes antérieures, devrait être remise.
3. Le prêt de fonds de roulement de 7,5 millions de dollars devrait être converti en avoirs.
4. Les prêts en souffrance, encourus à l'égard des actifs qui ne sont plus utilisés ni utilisables devraient être remis.
5. Les questions de taux de rendement devraient être traitées au moyen d'une audience relative aux taux et tenue par l'organisme chargé de la réglementation de la CENC

E. Approbation et financement des principaux projets

1. En ce qui concerne chaque projet qu'elle se propose de mettre en oeuvre, la CENC devrait pouvoir présenter une requête à l'organisme de réglementation qui en étudierait tous les aspects et ferait ses recommandations au gouverneur en conseil.
2. Des études relatives aux projets devraient être financées au moyen de dispositions contenues dans le coût de service approuvé par l'organisme de réglementation ou, dans le cas de dépenses importantes, au moyen de financement provenant du Trésor fédéral, sur recommandation de l'organisme de réglementation.
3. La CENC et le gouvernement fédéral devraient conclure une entente garantissant des dispositions financières permettant aux projets hydro-électriques économiques à long terme d'être lancés sans risque pour les résidents du Nord et que l'organisme fédéral proposé de réglementation étudie ces dispositions financières à l'étape de l'approbation du projet.

F. Conception des taux

1. Les taux de la CENC devraient être généralement fondés sur les coûts.
2. Dans chaque Territoire, on devrait créer deux zones de taux, une zone pour les taux hydro-électriques et une zone de taux diesel.
3. Les classifications gouvernementales et non-gouvernementales de la structure tarifaire devraient être éliminées.
4. L'organisme fédéral proposé de réglementation devrait étudier les questions additionnelles suivantes en ce qui concerne les taux:
   a) la réduction du nombre de blocs dans la composition des taux;
   b) le besoin de taux fondamentaux dans le Nord; et
   c) la possibilité de l'établissement d'un fonds de stabilisation hydro-électrique.
5. Toute subvention aux taux d'énergie électrique devrait être accomplie à l'extérieur du processus de réglementation.

Annexe C

ORDONNANCE NO EHR-1-84

RELATIVE À la Loi sur l'Office national de l'énergie et aux articles 22(2) et 20(3) de celle-ci; et

RELATIVE À une enquête sur les questions se rapportant à la Commission d'énergie du Nord canadien, déposée sous le numéro de référence 1970-3/N28-1.

DEVANT l'Office, le jeudi 28 juin 1984.

ATTENDU QU'aux termes de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien, il incombe à la Commission d'énergie du Nord canadien (ci-après appelée la "CENC") d'établir les barèmes ou les échelles de taux des services publics qu'elle fournit dans le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest; et

ATTENDU QUE les barèmes et échelles de taux établis par la Commission sont soumis à l'approbation du gouverneur en conseil;

ATTENDU QUE le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, à la demande du ministre des Affaires indiennes et du Nord, dans sa lettre en date du 4 avril 1984, a demandé à l'Office national de l'énergie (ci-après appelé "l'Office") conformément à l'article 22(2) de la Loi sur l'Office national de l'énergie, de mener une enquête et de lui rendre compte sur les revenus de la CENC et la détermination des taux fondés sur le coût qui pourront être exigés par la CENC du 1er avril 1985 au 31 mars 1986 y compris; et

ATTENDU QUE l'Office trouve qu'il est opportun de tenir une enquête publique pour donner l'occasion aux parties intéressées d'être entendues.

IL EST ORDONNÉ QUE:

Enquête

1. L'Office, par l'intermédiaire d'un comité de cinq membres qui comprendra un membre temporaire de chacun des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon, tienne une enquête publique dans les Territoires du Nord-Ouest et dans le Yukon, aux dates et lieux décrits ci-après:

a)	WHITEHORSE (YUKON) HOTEL SHEFFIELD SALON VILLAGE SQUARE 1 & 2	DU 19 NOVEMBRE AU 23 NOVEMBRE 1984
b)	YELLOWKNIFE (T.N.-O.) HÔTEL EXPLORER SALON KATIMAVIK	DU 26 NOVEMBRE AU 29 NOVEMBRE 1984
c)	WHITEHORSE (YUKON) HÔTEL SHEFFIELD SALON VILLAGE SQUARE 1 & 2	DU 7 JANVIER 1985 JUSQU'AU MOMENT OÙ LA PREUVE LIÉE AU YUKON EST COMPLÈTE
d)	YELLOWKNIFE (T.N.-O.) HÔTEL EXPLORER SALON KATIMAVIK	EN JANVIER 1985 AUX DATES DEVANT ÊTRE ANNONCÉES PLUS TARD

2. Les questions faisant l'objet de l'enquête sont décrites à l'annexe I de la présente ordonnance.

3. La CENC dépose, pour le 19 octobre 1984 au plus tard, auprès de l'Office, 25 exemplaires de:
   a) un mémoire décrivant sa base des taux proposée, ses besoins de revenu, ses zones tarifaires et sa structure tarifaire pour l'année du 1er avril 1985 au 31 mars 1986;
   b) pour chacun des témoins que la CENC a l'intention de présenter à l'enquête la preuve écrite de ce témoin, sous forme de questions et de réponses aux lignes numérotées.

La CENC signifie aussi un exemplaire du mémoire et de la preuve en chef écrite à chaque intervenant particulier qui déclare dans son avis d'intention de participer (voir paragraphe 8) qu'il désire recevoir un exemplaire, et à chaque intervenant dont il est fait mention au paragraphe 9, et que la CENC mette aussi à la disposition du public, à chacun des endroits de la CENC énumérés au paragraphe 15, deux exemplaires du mémoire et de la preuve en chef écrite.

4. Afin d'expédier le processus d'audience, l'examen principal des questions sera mené dans l'ordre suivant, à chaque endroit:
   a) Whitehorse - base tarifaire des services publics d'électricité, besoins de revenu, y compris la détermination et la répartition de coûts pour le siège social et les bureaux régionaux, ainsi que la structure tarifaire pour les zones tarifaires du Yukon; et

b) Yellowknife - base tarifaire, besoins de revenu, y compris la détermination et la répartition des coûts du siège social et des bureaux régionaux, et la structure tarifaire pour
   (i) les zones tarifaires des services publics d'électricité dans les Territoires du Nord-Ouest,
   ii) les exploitations de service public d'électricité à Field (Colombie-Britannique) et
   iii) les zones tarifaires des services non liés à l'électricité dans les Territoires du Nord-Ouest.

5. Aux séances devant être tenues en novembre 1984, la preuve sera entendue selon l'ordre suivant:

   a) base tarifaire des services publics d'électricité, poste (1) de l'annexe I et ensuite, s'il reste suffisamment de temps;
   b) les besoins de revenu du service public d'électricité, poste (2) de l'annexe I;
   c) en aucun cas, l'Office n'entendra la preuve sur la structure tarifaire du service d'électricité ou les exploitations des services publics de la CENC non liés à l'électricité au cours des séances de novembre.

En novembre, l'Office a l'intention, avant de poursuivre d'autres questions, d'entendre toute la preuve sur la base des taux. L'Office entendra en premier lieu toute la preuve de la CENC sur la base des taux et entendra ensuite toute la preuve de chaque intervenant, dans l'ordre consécutif, sur les questions de base tarifaires. Ensuite l'Office commencera à entendre la preuve de la CENC sur les besoins de revenu.

6. Lorsque l'enquête reprend en janvier, l'Office:

   a) traitera en premier lieu de toute question se rapportant à la base tarifaire du service public d'électricité et de toute question de besoins de revenu qui n'a pas été entendue en novembre, ensuite
   b) il entendra la preuve sur les zones tarifaires de service d'électricité et de structures tarifaires, et finalement
   c) il traitera des questions relatives aux exploitations de service public de la CENC ne se rapportant pas à l'électricité.

En janvier, l'Office a l'intention d'entendre, en premier lieu, toute la preuve de la CENC ou ce qui en reste, avant d'entendre la preuve restante de chaque intervenant à leur tour.

Après avoir entendu la preuve sur tous les postes dont il fait mention à l'annexe I, toute partie aura le droit de déposer un mémoire final à Yellowknife, verbalement ou par écrit. Les délais de dépôt de ce mémoire final seront annoncés à une date ultérieure.

7. Aux fins de l'enquête, l'Office adopte comme année de base la période du 1er avril 1983 au 31 mars 1984 et à titre d'année d'essai anticipée la période du 1er avril 1985 au 31 mars 1986.

8. Tout particulier qui a l'intention de participer à l'enquête doit pour le 17 septembre 1984 au plus tard, sauf avis contraire de l'Office, envoyer auprès du Secrétaire de l'Office et au bureau d'Edmonton de la CENC une lettre en anglais ou en français (connue sous le nom d'avis d'intention de participer) déclarant:
   a) le nom, l'adresse et le numéro de téléphone du particulier;
   b) les parties de l'enquête énumérées à l'annexe I à la présente ordonnance sur lesquelles il désire faire une présentation auprès de l'Office;
   c) s'il désire recevoir un exemplaire du mémoire et de la preuve en chef écrite de la CENC;
   d) s'il désire assister à l'enquête à Whitehorse ou à Yellowknife et s'il désire s'exprimer en anglais ou en français. Quiconque désire se présenter dans une langue autre que l'anglais ou le français doit fournir son propre interprète.

9. Toute personne ou tout organisme autre que celui dont il est fait mention au paragraphe 8 et qui désire participer à l'enquête doit, sauf autorisation contraire de l'Office:

   a) déposer, le 17 septembre 1984 au plus tard, auprès du Secrétaire de l'Office, vingt-cinq (25) exemplaires et signifier à chaque bureau de la CENC énuméré au paragraphe 15, un (1) exemplaire d'un avis d'intention de participer contenant les renseignements décrits aux alinéas 8a), b), c) et d); et
   b) sur réception d'une liste d'intervenants devant être fournie par l'Office, dès que possible envoyer un exemplaire de son avis d'intention de participer à chacune des parties énumérées dans cette liste.

Preuve en chef directe

10. Tout intervenant dont il est fait mention au paragraphe 9 qui désire produire la preuve en chef à l'enquête doit, sauf autorisation contraire de l'Office, préparer la preuve en chef écrite sous forme de questions et de réponses aux lignes numérotées et doit:

    a) pour le 7 novembre 1984 au plus tard, en ce qui concerne la preuve sur toutes les ques-

tions, à l'exception des zones tarifaires et de la structure tarifaire du service d'électricité et des questions de service public ne se rapportant pas à l'électricité, et

b) pour le 7 décembre 1984, en ce qui concerne la preuve sur les zones tarifaires et la structure tarifaire du service public d'électricité et les questions de service public n'ayant pas trait à l'électricité, déposer vingt-cinq (25) exemplaires de la preuve auprès du Secrétaire de l'Office et signifier un exemplaire de ladite preuve à chaque emplacement de la CENC énuméré au paragraphe 15 et à toute partie intervenante qui conformément à l'alinéa 8 b) a demandé un exemplaire du mémoire et de la preuve en chef écrite de la CENC et à toutes les parties intervenantes dont il est fait mention au paragraphe 9. Les particuliers dont il est fait mention au paragraphe 8 ne doivent pas déposer de preuve en chef écrite.

Demande de renseignements

11. Lorsque la CENC ou un intervenant désire obtenir des renseignements supplémentaires d'une autre partie à ces instances, en ce qui concerne les questions soulevées dans un document déposé auprès de l'Office, de telles demandes doivent être faites par écrit et la partie à laquelle la demande est faite doit, dès que possible, soit fournir une réponse par écrit ou renvoyer la question auprès de l'Office en vertu du paragraphe 12 ou 13 des présentes. Les demandes de renseignements et les réponses écrites à celles-ci doivent être déposées sous forme de pièces justificatives à l'audience, par la partie qui répond à la demande de renseignements.

Généralités

12. Si une question quelconque survient et exige la décision de l'Office, un exemplaire d'un avis de motion relatif à cette question doit être déposé auprès du Secrétaire de l'Office, un exemplaire envoyé à chacun des emplacements énumérés au paragraphe 15 et un exemplaire envoyé à chaque intervenant qui pourrait être touché et la motion sera entendue par l'Office à une date qu'il déterminera plus tard.

13. Toute partie qui doit envoyer des documents à d'autres parties inscrites à l'enquête, conformément à toute ordonnance émise par l'Office dans le cadre de cette enquête et qui trouve que cette exigence de signification créerait une charge excessive, demande à l'Office l'autorisation d'être dégagée de cette exigence de signification. Si cette exemption est accordée par l'Office, cette partie doit fournir à l'Office le nombre d'exemplaires des documents pour lesquels l'autorisation a été accordée, selon la demande de l'Office et ceux-ci seront mis à la disposition du public aux fins d'examen aux bureaux de l'Office, et auprès du greffier durant l'enquête. Cette partie devra aussi mettre ces documents à la disposition du public aux endroits que l'Office peut ordonner, en nombre d'exemplaires spécifiés.

14. Des ordonnances de procédures seront émises par l'Office en ce qui concerne la conduite de l'enquête.

15. Toute partie intéressée peut examiner un exemplaire de tous les documents conformément à cette ordonnance aux endroits suivants:

Bibliothèque,
Office national de l'énergie
Édifice Trebla
9e étage
473, rue Albert
Ottawa (Ontario)
K1A 0E5

Commission d'énergie du Nord canadien
7909, 51e Avenue
C.P. 5700, Succursale "L"
Edmonton (Alberta)
T6C 4J8

Commission d'énergie du Nord canadien
Bureau régional des Territoires du Nord-Ouest
Immeuble des Laurentides,
C.P. 1860
Yellowknife (T-N.-O.)
X1A 2P4

Commission du Nord canadien
Bureau régional du Yukon
301, Immeuble fédéral
C.P. 4278
Whitehorse (Yukon)
Y1A 1H8

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
Le Secrétaire

G. Yorke Slader

ANNEXE I de
l'ordonnance nº EHR 1-84

CENC - QUESTIONS FAISANT L'OBJET DE L'ENQUÊTE

Pour les exploitations de service public d'électricité aux Territoires du Nord-Ouest, au Yukon et à Field (C.-B.):

1. Pour chacune des zones tarifaires, pour la base tarifaire de l'année de base et de l'année d'essai y compris les postes suivants:
   a) le coût à l'origine, pour la CENC, des centrales et du matériel utilisé et utile en ce moment;
   b) la dépréciation accumulée à la fin de l'année de base ainsi qu'au début et à la fin de l'année d'essai et fondée sur une base linéaire en se servant de la vie utile prévue des diverses catégories d'actifs immobilisés. L'Office serait prêt à prendre en considération des méthodes de dépréciation des actifs immobilisés différentes de la base linéaire sur la vie utile, mais il incombe à la CENC de déposer les détails de la dépréciation accumulée sur une base linéaire;
   c) les ajouts d'installations proposées et les mises hors services de la fin de l'année de base jusqu'à la fin de l'année d'essai; et
   d) les postes, autres que les installations, à inclure dans la base des taux.
2. Pour chaque zone tarifaire, les besoins de revenu de l'année d'essai et leur détermination en expliquant tout écart entre les coûts prévus de l'année d'essai et les coûts réels encourus au cours de l'année de base, y compris mais non limité aux postes de coûts de service suivants:
   - frais d'exploitation et d'entretien;
   - coûts de combustible;
   - frais d'ingénierie et frais généraux d'administration;
   - dépréciation et taux de dépréciation;
   - rendement sur la base des taux (qui aux fins de la présente enquête sera le coût de la dette liée aux actifs immobilisés utilisés et utiles);
   - le coût des autres dettes, le cas échéant; et
   - la répartition des coûts du siège social et du bureau régionaux.
3. La structure tarifaire de l'année d'essai: Il incombe à la CENC de déposer une structure tarifaire fondée sur la recommandation précisée à l'article 4.4 du rapport de l'Office en date d'août 1983. C'est-à-dire, dans chacun des territoires il y aura deux zones tarifaires: une zone tarifaire d'hydroélectricité et une zone tarifaire de centrales diesel. La CENC et toute partie intervenante sont libres de proposer, par écrit, d'autres zones tarifaires ou d'autres structures, mais toute proposition doit être accompagnée d'une explication et des raisons justifiant leur examen.

En ce qui concerne les exploitations de service public n'ayant pas trait à l'électricité:

1. La base tarifaire pour l'année de base et l'année d'essai.
2. Les besoins de revenu pour l'année d'essai.
3. La structure tarifaire pour l'année d'essai.

Annexe D

ORDONNANCE NO AO-1-EHR-1-84

RELATIVE À la Loi sur l'Office national de l'énergie et aux articles 22(2) et 20(3) de celle-ci; et

RELATIVE À une enquête sur les questions se rapportant à la Commission d'énergie du Nord canadien, déposée sous le numéro de référence 1970-3/N28-1.

D E V A N T l'Office, le mercredi 10 octobre 1984.

ATTENDU QU'aux termes de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien, il incombe à la Commission d'énergie du Nord canadien (ci-après appelée la "CENC") d'établir les barèmes ou les échelles de taux des services publics qu'elle fournit dans le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest; et

ATTENDU QUE les barèmes et échelles de taux établis par la Commission sont soumis à l'approbation du gouverneur en conseil; et

ATTENDU QUE le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, à la demande du ministre des Affaires indiennes et du Nord, dans sa lettre en date du 4 avril 1984, a demandé à l'Office national de l'énergie (ci-après appelé "l'Office") conformément à l'article 22(2) de la Loi sur l'Office national de l'énergie, de mener une enquête et de lui rendre compte sur les recettes de la CENC et la détermination des taux fondés sur le coût qui pourront être exigés par la CENC du 1er avril 1985 au 31 mars 1986 y compris; et

ATTENDU QUE l'Office trouve qu'il est opportun de tenir une enquête publique pour donner l'occasion aux parties intéressées d'être entendues; et

ATTENDU QUE l'Office a considéré un ajournement de la date de début de ladite audience;

IL EST ORDONNÉ QUE:

1. Les paragraphes 1, 5, 6 et 10 de l'Ordonnance nº ENR-1-84 soient abrogés et remplacés par ce qui suit:

   1. L'Office, par l'intermédiaire d'un comité de cinq membres qui comprendra un membre temporaire de chacun des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon, tienne une enquête publique à Yellowknife dans les Territoires du Nord-Ouest et à Whitehorse au Yukon, aux dates qui seront annoncées ultérieurement.

   5. À chaque endroit, l'Office entendra d'abord toute la preuve de la CENC sur chaque question citée à l'Annexe I, et ensuite, toute la preuve de chaque intervenant, à tour de rôle.

   6. Après avoir entendu la preuve sur tous les postes mentionnés à l'Annexe I, toute partie aura le droit de présenter une plaidoirie finale à Yellowknife, verbalement ou par écrit. Les dates de cette plaidoirie finale seront annoncées ultérieurement.

   10. Tout intervenant dont il est fait mention au paragraphe 9 qui désire produire une preuve en chef à l'enquête prépare, sauf autorisation contraire de l'Office, la preuve en chef écrite sous forme de questions et de réponses aux lignes numérotées, et en dépose, au plus tard le 7 décembre 1984, 25 exemplaires auprès du Secrétaire de l'Office, et en expédie un exemplaire à chaque emplacement de la CENC énuméré au paragraphe 15, et à toute partie intervenante qui, aux termes de l'alinéa 8b) a demandé un exemplaire du mémoire et de la preuve en chef écrite de la CENC et à toutes les parties intervenantes dont il est fait mention au paragraphe 9. Les particuliers mentionnés au paragraphe 8 ne sont pas obligés de déposer de preuve en chef écrite.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
Le Secrétaire

G. Yorke Slader

Annexe E

ORDONNANCE NO AO-2-EHR-1-84

RELATIVE À la Loi sur l'Office national de l'énergie et aux paragraphes 22(2) et 20(3) de celle-ci; et

RELATIVE À une enquête sur les questions se rapportant à la Commission d'énergie du Nord canadien, déposée sous le numéro de référence 1970-3/N-28-1.

D E V A N T l'Office, le 27 décembre 1984.

ATTENDU QU'aux termes de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien, il incombe à la Commission d'énergie du Nord canadien (ci-après appelée la "CENC") d'établir les barèmes ou les échelles de taux des services publics qu'elle fournit dans le Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest, qui font l'objet de l'approbation du gouverneur en conseil; et

ATTENDU QUE le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, avec l'appui du ministre des Affaires indiennes et du Nord, a confirmé, dans une lettre datée du 21 décembre 1984, que l'Office national de l'énergie ("l'Office") devrait continuer les audiences en vue d'examiner les structures des taux de la CENC; et

ATTENDU QUE l'Office a indiqué qu'il prévoyait mener l'enquête de la CENC par l'entremise d'un comité composé de cinq membres du conseil de l'Office, y compris deux membres temporaires du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest, et ces membres temporaires ont maintenant été nommés; et

ATTENDU QUE l'Office trouve qu'il est opportun de débuter l'enquête publique le plus tôt possible;

IL EST ORDONNÉ QUE:

1. Les paragraphes 1 et 10 de l'ordonnance n^{o} EHR-1-84 tels que remplacés par le paragraphe 1 de l'ordonnance n^{o} AO-1-EHR-1-84, soient abrogés et remplacés par ce qui suit:
   1. L'Office, par l'intermédiaire d'un comité de cinq membres qui comprendra un membre temporaire de chacun des Territoires du Yukon et du Nord-Ouest, tienne une enquête publique à Yellowknife dans les Territoires du Nord-Ouest et à Whitehorse au Yukon, aux dates, lieux et heures suivants:

a) Whitehorse (Yukon) — 4 février 1985
Hôtel Sheffield — 13 h (heure locale)
Village Square 1 & 2

b) Yellowknife (T.N.-O.) — 4 mars 1985
Hôtel Explorer — 13 h (heure locale)
Salle Katimavik A & B

Le comité serait disposé à siéger les samedis 9 février et 9 mars 1985, si l'enquête se poursuit au-delà de cinq jours, à chaque endroit.

10. Tout intervenant dont il est fait mention au paragraphe 9 qui désire produire une preuve en chef à l'enquête prépare, sauf autorisation contraire de l'Office, la preuve en chef écrite sous forme de questions et de réponses aux lignes numérotées, et en dépose, au plus tard le 7 janvier 1985, 25 exemplaires auprès du Secrétaire de l'Office et en expédie un exemplaire à chaque emplacement de la CENC énuméré au paragraphe 15, et à toute partie intervenante qui, aux termes de l'alinéa 8b), a demandé un exemplaire du mémoire et de la preuve en chef écrite de la CENC et à toutes les parties intervenantes dont il est fait mention au paragraphe 9. Les particuliers mentionnés au paragraphe 8 ne sont pas obligés de déposer de preuve en chef écrite.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
Le Secrétaire

G. Yorke Slader

Détails des redressements de la base des taux de l'année d'essai

Les tableaux F-1 à F-20 résument les redressements de la base des taux recommandés par l'Office par centre de coût ou par zone tarifaire. La base des taux recommandés par l'Office comprend:

1. la moyenne des soldes d'ouverture et de clôture des installations nettes en service, et
2. une provision pour le fonds de roulement.

Les tableaux F-21 à F-29 présentent les détails des redressements approuvés par l'Office à la base des taux de l'année d'essai.

Tableau F-1

Centre de coût du siège social
Résumé de la base des taux de l'année d'essai
(000 $)

	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE	Recommandé par l'ONE
Installations en service	2 275	—	2 275
Moins: Dépréciation accumulée	983	—	983
Installations nettes en service	1 292	—	1 292
Provision pour le fonds de roulement[1]	820	227	1 047
Base des taux	**2 112**	**227**	**2 339**

1 Voir tableau F-2

Tableau F-2

Centre de coûts du siège social
Détermination de la
provision du fonds de roulement de l'année d'essai
(000 $)

	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE	Recommandé par l'ONE
Coût net du service	4 969	517	5 486
Moins: Dépréciation	102	—	102
Coût du service en espèces	**4 867**	**517**	**5 384**
Fonds de roulement en espèces 4 867 $ x (25,425/365)	339	(339)	—
Fonds de roulement en espèces 5 384 $ x (31,59/365)[1]	—	466	466
Inventaires des matériaux et fournitures d'exploitation	383	100[2]	483
Dépenses payées d'avance	98	—	98
Provision pour le fonds de roulement	**820**	**227**	**1 047**

1 Voir section 4.12.1
2 Voir section 4.8

Tableau F-3

Centre de coût du bureau régional du Yukon
Résumé de la base des taux de l'année d'essai
(000 $)

	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE	Recommandé par l'ONE
Installations en service	55	—	55
Moins: Dépréciation accumulée	31	—	31
Installations nettes en service	24	—	24
Provision pour le fonds de roulement[1]	28	7	35
Base des taux	**52**	**7**	**59**

1 Voir tableau F-4

Tableau F-4

Centre de coût du bureau régional du Yukon
Détermination de la provision
du fonds de roulement de l'année d'essai
(000 $)

	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE	Recommandé par l'ONE
Coût net du service	405	(3)	402
Moins: Dépréciation	2	—	2
Coût du service en espèces	**403**	**(3)**	**400**
Fonds de roulement en espèces 403 $ x (25,425/365)	28	(28)	—
Fonds de roulement en espèces 400 $ x (31,59/365)[1]	—	35	35
Inventaires des matériaux et fournitures d'exploitation	—	—	—
Dépenses payées d'avance	—	—	—
Provision pour le fonds de roulement	**28**	**7**	**35**

1 Voir section 4.12.1

Tableau F-5

Zone tarifaire hydro du Yukon
Résumé de la base des taux de l'année d'essai
(000 $)

	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE	Recommandé par l'ONE
Installations en service[1]	143 169	(73 951)	69 218
Moins: Dépréciation accumulée[2]	35 669	(6 339)	29 330
Installations nettes en service	107 500	(67 612)	39 888
Provision pour le fonds de roulement[3]	939	(19)	920
Base des taux	**108 439**	**(67 631)**	**40 808**

1 Voir tableau F-21
2 Voir tableau F-21
3 Voir tableau F-6

Tableau F-6

Zone tarifaire hydro du Yukon
Détermination de la provision pour le fonds de roulement de l'année d'essai
(000 $)

	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE	Recommandé par l'ONE
Coût net du service	7 998	(885)	7 113
Moins: dépréciation	4 228	(826)	3 402
Coût du service en espèces	**3 770**	**(59)**	**3 711**
Fonds de roulement en espèces 3 770 $ x (25,425/365)	263	(263)	—
Fonds de roulement en espèces 3 711 $ x (31,59/365)[1]	—	321	321
Inventaires des matériaux et fournitures d'exploitation	676	(77)[2]	599
Dépenses payées d'avance	—	—	—
Provision pour le fonds de roulement	**939**	**(19)**	**920**

1 Voir section 4.12.1.
2 Voir section 4.12.2.

Tableau F-7

Zone tarifaire diesel du Yukon
Résumé de la base des taux de l'année d'essai
(000 $)

	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE	Recommandé par l'ONE
Installations en service[1]	3 113	(60)	3 053
Moins: Dépréciation accumulée	904	—	904
Installations nettes en service	2 209	(60)	2 149
Provision pour le fonds de roulement[2]	204	28	232
Base des taux	**2 413**	**(32)**	**2 381**

1 Voir tableau F-22.
2 Voir tableau F-8

Tableau F-8

Zone tarifaire diesel du Yukon
Détermination de la provision
du fonds de roulement de l'année d'essai
(000 $)

	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE	Recommandé par l'ONE
Coût net du service	1 830	(10)	1 820
Moins: Dépréciation	143	—	143
Coût du service en espèces	**1 687**	**(10)**	**1 677**
Fonds de roulement en espèces 1 687 $ x (25,425/365)	117	(117)	—
Fonds de roulement en espèces 1 677 $ X (31,59/365)[1]	—	145	145
Inventaires des matériaux et fournitures des exploitations	87	—	87
Dépenses payées d'avance	—	—	—
Provision pour le fonds de roulement	**204**	**28**	**232**

1 Voir section 4 12 1

Tableau F-9

Zone tarifaire de Field (C.-B.)
Résumé de la base des taux de l'année d'essai
(000 $)

	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE	Recommandé par l'ONE
Installations en service	276	—	276
Moins: Dépréciation Accumulée	250	—	250
Installations nettes en service	26	—	26
Provision pour le fonds de roulement[1]	33	5	38
Base des taux	**59**	**5**	**64**

1 Voir tableau F-10

Tableau F-10

Zone tarifaire de Field (C.-B.)
Détermination de la provision
du fonds de roulement de l'année d'essai
(000 $)

	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE	Recommandé par l'ONE
Coût net du service	318	(4)	314
Moins: Dépréciation	2	—	2
Coût du service en espèces	**316**	**(4)**	**312**
Fonds de roulement en espèces 316 $ x (25,425/365)	22	(22)	—
Fonds de roulement en espèces 312 $ x (31,59/365)[1]	—	27	27
Inventaires des matériaux et des fournitures d'exploitation	11	—	11
Dépenses payées d'avance	—	—	—
Provision pour le fonds de roulement	**33**	**5**	**38**

1 Voir section 4.12.1

Tableau F-11

Centre de coût du bureau régional des T.N.-O.
Résumé de la base des taux de l'année d'essai
(000 $)

	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE	Recommandé par l'ONE
Installations en service[1]	199	(100)	99
Moins: Dépréciation accumulée[2]	47	(4)	43
Installations nettes en service	152	(96)	56
Provision pour le fonds de roulement[3]	21	3	24
Base des taux	**173**	**(93)**	**80**

1 Voir tableau F-23
2 Voir tableau F-23
3 Voir tableau F-12

Tableau F-12

Centre de coût du bureau régional des T.N.-O.
Détermination de la provision
du fonds de roulement de l'année d'essai
(000 $)

	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE	Recommandé par l'ONE
Coût net du service	188	(6)	182
Moins: Dépréciation	7	(3)	4
Coût du service en espèces	**181**	**(3)**	**178**
Fonds de roulement en espèces 181 $ x (25,425/365)	13	(13)	—
Fonds de roulement en espèces 178 $ x (31,59/365)[1]	—	16	16
Inventaires des matériaux et des fournitures d'exploitation	8	—	8
Dépenses payées d'avance	—	—	—
Provision pour le fonds de roulement	**21**	**3**	**24**

1 Voir section 4 12 1

Tableau F-13

Zone tarifaire hydro des T.N.-O.
Résumé de la base des taux de l'année d'essai
(000 $)

	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE	Recommandé par l'ONE
Installations en service[1]	74 495	(5 599)	68 896
Moins: Dépréciation accumulée[2]	32 757	(5 238)	27 519
Installations nettes en service	41 738	(361)	41 377
Provision pour le fonds de roulement[3]	1 453	116	1 569
Base des taux	**43 191**	**(245)**	**42 946**

1 Voir tableau F-24
2 Voir tableau F-24
3 Voir tableau F-14

Tableau F-14

Zone tarifaire hydro des T.N.-O.
Provision pour le fonds de roulement de l'année d'essai
(000 $)

	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE	Recommandé par l'ONE
Coût net du service	10 576	(813)	9 763
Moins: Dépréciation	2 927	(659)	2 268
Coût du service en espèces	**7 649**	**(154)**	**7 495**
Fonds de roulement 7 649 $ x (25,425/365)	533	(533)	—
Fonds de roulement 7 495 $ x (31,59/365)[1]	—	649	649
Inventaires des matériaux et des fournitures d'exploitation	920	—	920
Dépenses payées d'avance	—	—	—
Provision pour le fonds de roulement	**1 453**	**116**	**1 569**

1 Voir section 4.12.1.

Tableau F-15

Zone tarifaire diesel des T.N.-O.
Résumé de la base des taux de l'année d'essai
(000 $)

	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE	Recommandé par l'ONE
Installations en service[1]	77 452	(1 590)	75 862
Moins: Dépréciation accumulée[2]	35 566	(4)	35 562
Installations nettes en service	41 886	(1 586)	40 300
Solde non amorti du crédit reporté[3]	—	(4 436)	(4 436)
Provision pour le fonds de roulement[4]	11 181	602	11 783
Base des taux	**53 067**	**(5 420)**	**47 647**

1 Voir tableau F-25
2 Voir tableau F-25
3 Voir tableau F-28
4 Voir tableau F-16

Tableau F-16

Zone tarifaire diesel des T.N.-O.
Détermination de la provision
du fonds de roulement de l'année d'essai
(000 $)

	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE	Recommandé par l'ONE
Coût net du service	42 103	(696)	41 407
Moins: Dépréciation	4 575	(105)	4 470
Amortissement du crédit reporté[1]	—	(228)	(228)
Coût du service en espèces	**37 528**	**(363)**	**37 165**
Fonds de roulement en espèces 37 528 $ x (25,425/365)	2 614	(2 614)	—
Fonds de roulement en espèces 37 165 $ x (31,59/365)[2]	—	3 216	3 216
Inventaires des matériaux et des fournitures d'exploitation	8 567	—	8 567
Dépenses payées d'avance	—	—	—
Provision pour le fonds de roulement	**11 181**	**602**	**11 783**

1 Voir tableau F-28
2 Voir section 4.12.1

Tableau F-17

Zone tarifaire de chauffage des T.N.-O.
Résumé de la base des taux de l'année d'essai
(000 $)

	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE	Recommandé par l'ONE
Installations en service[1]	6 540	(255)	6 285
Moins: Dépréciation accumulée[2]	2 843	(6)	2 837
Installations nettes en service	3 697	(249)	3 448
Solde non amorti du crédit reporté[3]	—	(791)	(791)
Provision pour le fonds de roulement[4]	2 858	94	2 952
Base des taux	**6 555**	**(946)**	**5 609**

1 Voir tableau F-26
2 Voir tableau F-27
3 Voir tableau F-28
4 Voir tableau F-18

Tableau F-18

Zone tarifaire de chauffage des T.N.-O.
Détermination de la provision
du fonds de roulement de l'année d'esai
(000 $)

	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE	Recommandé par l'ONE
Coûts nets du service	6 273	(127)	6 146
Moins: Dépréciation	335	(13)	322
Amortissement du crédit reporté[1]	—	(41)	(41)
Coût du service en espèces	**5 938**	**(73)**	**5 865**
Fonds de roulement en espèces 5 938 $ x (25,425/365)	414	(414)	—
Fonds de roulement en espèces 5 865 $ x (31,59/365)[2]	—	508	508
Inventaire des matériaux et des fournitures d'exploitation	2 444	—	2 444
Dépenses payées d'avance	—	—	—
Provision pour le fonds de roulement	**2 858**	**94**	**2 952**

1 Voir tableau F-28
2 Voir section 4 12 1

Tableau F-19

Zone tarifaire d'eau et d'égouts des T.N.-O.
Résumé de la base des taux de l'année d'essai
(000 $)

	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE	Recommandé par l'ONE
Installations en service[1]	102	(14)	88
Moins: Dépréciation accumulée[2]	25	(1)	24
Installations nettes en service	77	(13)	64
Solde non amorti du crédit reporté[3]	—	(42)	(42)
Provision pour le fonds de roulement[4]	102	15	117
Base des taux	**179**	**(40)**	**139**

1 Voir tableau F-26
2 Voir tableau F-27
3 Voir tableau F-28
4 Voir tableau F-20

Tableau F-20

**Zone tarifaire d'eau et d'égouts des T.N.-O.
Détermination de la provision
du fonds de roulement de l'année d'essai
(000 $)**

	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE	Recommandé par l'ONE
Coût net du service	675[1]	36	711
Moins: Dépréciation	10	(6)	4
Amortissement du crédit reporté[2]	—	(2)	(2)
Coût du service en espèces	**665**	**(44)**	**709**
Fonds de roulement en espèces 665 $ x (25,425/365)	46	(46)	—
Fonds de roulement en espèces 709 $ x (31,59/365)[3]	—	61	61
Inventaires des matériaux et des fournitures d'exploitation	56	—	56
Dépenses payées d'avance	—	—	—
Provision pour le fonds de roulement	**102**	**15**	**117**

1 Cette somme a été donnée par erreur dans la mémoire de la CENC La somme exacte de 665 000 $ est indiquée au tableau K-10 de l'annexe K
2 Voir tableau F-28
3 Voir section 4 12 1

Tableau F-21

Zone tarifaire hydro du Yukon
Redressement des installations - Année d'essai
(000 $)

Description	Section de référence	Solde d'ouverture (A)	Solde de clôture (B)	Solde moyen (A) + (B) / 2
Installations en service				
1. Élimination de Whitehorse No. 4	4.2	(61 344)	(61 344)	(61 344)
2. Rejet d'une partie des coûts de construction de Aishihik	4.3	(12 000)	(12 000)	(12 000)
3. Élimination de la ligne de transport proposée pour Johnson's Crossing	4.7	(800)	(800)	(800)
4. Attribution du groupe diesel modulaire de Mayo (Yukon) à la bonne zone tarifaire	4.9	285	285	285
5. Révision des ajouts d'immobilisations de l'année d'essai	4.10	–	(183)	(92)
TOTAL DES REDRESSEMENTS		**(73 859)**	**(74 042)**	**(73 951)**
Dépréciation accumulée				
1. Élimination de Whitehorse No. 4	4.2	(472)	(1 416)	(944)
2. Rejet d'une partie des coûts de construction de Aishihik	4.3	(1 662)	(1 846)	(1 754)
3. Utilisation d'une durée de 65 ans pour la dépréciation des actifs de production hydro-électrique	4.5	(3 513)	(4 112)	(3 813)
4. Élimination de la ligne de transport proposée pour Johnson's Crossing	4.7	–	(27)	(13)
5. Attribution du groupe diesel modulaire de Mayo (Yukon) à la bonne zone tarifaire	4.9	171	199	185
TOTAL DES REDRESSEMENTS		**(5 476)**	**(7 202)**	**(6 339)**

Tableau F-22

Yukon - Zone tarifaire diesel
Redressement des installations - Année d'essai
(000 $)

Description	Section de référence	Solde d'ouverture (A)	Solde de clôture (B)	Solde moyen (A) + (B) / 2
Installations en service				
1. Révision des ajouts d'immobilisations de l'année d'essai	4.10	–	(119)	(60)
TOTAL DES REDRESSEMENTS		**–**	**(119)**	**(60)**

Tableau F-23

Centre de coût du bureau régional des T.N.-O.
Redressements des installations - Année d'essai
(000 $)

Description	Section de référence	Solde d'ouverture (A)	Solde de clôture (B)	Solde moyen (A) + (B) / 2
Installations en service				
1. Virement du coût des compteurs au centre de coût du siège social	4.8	(100)	(100)	(100)
TOTAL DES REDRESSEMENTS		**(100)**	**(100)**	**(100)**
Dépréciation accumulée				
1. Virement de la somme des compteurs au centre de coût du siège social	4.8	(3)	(6)	(4)
TOTAL DES REDRESSEMENTS		**(3)**	**(6)**	**(4)**

Tableau F-24

Zone tarifaire hydro des T.N.-O.
Redressements des installations - Année d'essai
(000 $)

Description	Section de référence	Solde d'ouverture (A)	Solde de clôture (B)	Solde moyen (A) + (B) / 2
Installations en service				
1. Attribuer le coût des groupes diesel de Clyde River et Inuvik (T.N.-O.) à la bonne zone tarifaire	4.9	(219)	(219)	(219)
2. Éliminer le coût de la centrale diesel de 7,5 MW attribuée en particulier à Pine Point Mines Ltd	4.11	(5 380)	(5 380)	(5 380)
TOTAL DES REDRESSEMENTS		**(5 599)**	**(5 599)**	**(5 599)**
Dépréciation accumulée				
1. Se servir d'une durée de 65 ans pour les actifs de production hydro-électrique	4.5	(1 461)	(1 582)	(1 522)
2. Attribuer la dépréciation accumulée des groupes diesel de Clyde River et Inuvik (T.N.-O.) à la bonne zone tarifaire	4.9	(219)	(219)	(219)
3. Éliminer la somme sur la centrale diesel de 7,5 MW attribuée en particulier à Pine Point Mines Ltd	4.11	(3 228)	(3 766)	(3 497)
TOTAL DES REDRESSEMENTS		**(4 908)**	**(5 567)**	**(5 238)**

Tableau F-25

Zone tarifaire diesel des T.N.-O.
Redressements des installations - Année d'essai
($000)

Description	Section de référence	Solde d'ouverture (A)	Solde de clôture (B)	Solde moyen (A) + (B) / 2
Installations en service				
1. Traitement du remplacement de la centrale-chaufferie d'Inuvik	4.6.3	(1 524)	(1 524)	(1 524)
2. Attribuer le coût des groupes diesel de Clyde River et Inuvik (T.N.-O.) à la bonne zone tarifaire	4.9	219	219	219
3. Attribuer le coût du groupe diesel modulaire de Mayo (Yukon) à la bonne zone tarifaire	4.9	(285)	(285)	(285)
TOTAL DES REDRESSEMENTS		**(1 590)**	**(1 590)**	**(1 590)**
Dépréciation accumulée				
1. Traitement du remplacement de la centrale-chaufferie d'Inuvik	4.6.3	—	(76)	(38)
2. Attribuer les groupes de Clyde River et Inuvik (T.N.-O.) à la bonne zone tarifaire	4.9	219	219	219
3. Attribuer le groupe diesel modulaire de Mayo (Yukon) à la bonne zone tarifaire	4.9	(171)	(199)	(185)
TOTAL DES REDRESSEMENTS		**48**	**(56)**	**(4)**

Tableau F-26

Traitement de la récupération de la centrale-chaufferie d'Inuvik
Moyenne des installations de l'année d'essai
(000 $)

	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE	Recommandé par l'ONE[1]
Total des installations en service			
Installations de production[2]	6 089	(1 343)	4 746
Autres installations	1 704	(450)	1 254
Total	**7 793**	**(1 793)**	**6 000**
Installations en service par zone tarifaire			
Zone tarifaire diesel - T.N.-O.			
Installations de production	4 871	(1 074)	3 797
Autres installations	1 704	(450)	1 254
Total	**6 575**	**(1 524)**	**5 051**
Zone tarifaire de chauffage - T.N.-O.			
Installations de production	1 157	(255)	902
Autres installations	—	—	—
Total	**1 157**	**(255)**	**902**
Zone tarifaire d'eau et d'égouts - T.N.O.			
Installations de production	61	(14)	47
Autres installations	—	—	—
Total	**61**	**(14)**	**47**

1 Les 6 millions de dollars en installations ont été attribués aux rubriques "production" et "autres" selon les mêmes proportions que celles des actifs détruits.

2 Selon le mémoire, l'installation de production est attribuée proportionnellement aux zones tarifaires comme décrit ci-après: diesel 80%; chauffage 19%; eau et égouts 1%.

Tableau F-27

Traitement du remplacement de la centrale-chaufferie d'Inuvik
Dépréciation accumulée - Année d'essai
(000 $)

	Selon le mémoire			Recommandé par l'ONE			
	Solde d'ouverture (A)	Solde de clôture (B)	Solde Moyen (C)	Solde d'ouverture (D)	Solde de clôture (E)	Solde Moyen (F)	Redressements de l'ONE (F)-(C)
Total de la dépréciation accumulée[1]							
Installations de production	–	305	153	–	237	119	(34)
Autres installations	–	85	43	–	63	32	(11)
Total	**–**	**390**	**196**	**–**	**300**	**151**	**(45)**
Dépréciation accumulée par zone tarifaire							
T.N.-O. - Zone tarifaire diesel							
Installations de production	–	244	122	–	190	95	(27)
Autres installations	–	85	43	–	63	32	(11)
Total	**–**	**329**	**165**	**–**	**253**	**127**	**(38)**
T.N.-O. - Zone tarifaire de chauffage							
Installations de production	–	58	29	–	45	23	(6)
Autres installations	–	–	–	–	–	–	–
Total	**–**	**58**	**29**	**–**	**45**	**23**	**(6)**
T.N.-O. - Zone tarifaire d'eau et d'égouts							
Installations de production	–	3	2	–	2	1	(1)
Autres installations	–	–	–	–	–	–	–
Total	**–**	**3**	**2**	**–**	**2**	**1**	**(1)**

1 Selon le mémoire de la CENC, la centrale-chaufferie avait une vie utile prévue de 20 ans

Tableau F-28

Traitement du remlacement de la centrale-chaufferie d'Inuvik
Solde non-amorti du crédit reporté[1] - Année d'essai
(000 $)

	Solde d'ouverture (A)	Amortissement du solde - Année d'essai (B)	Solde de clôture (C)	Solde moyen (A) + (B) / 2
Total du solde non amorti du crédit reporté				
Installations de production	4 275	(214)	4 061	4 168
Autres installations	1 130	(57)	1 073	1 101
Total	**5 405**[2]	**(271)**	**5 134**	**5 269**
Solde non amorti du crédit reporté par zone tarifaire				
T.N.-O. - Zone tarifaire diesel				
Installations de production	3 420	(171)	3 249	3 335
Autres installations	1 130	(57)	1 073	1 101
Total	**4 550**	**(228)**	**4 322**	**4 436**
T.N.-O. - Zone tarifaire de chauffage				
Installations de production	812	(41)	771	791
Autres installations	—	—	—	—
Total	**812**	**(41)**	**771**	**791**
T.N.O. - Zone tarifaire d'eau et d'égouts				
Installations de production	43	(2)	41	42
Autres installations	—	—	—	—
Total	**43**	**(2)**	**41**	**42**

1 Crédit reporté amorti linéairement sur 20 ans

2 "Excédent du produit des assurances sur la valeur comptable nette des actifs détruits dans l'incendie" (voir section 4.6.3).

Tableau F-29

Actifs de classification particulière
Whitehorse n^{O} 4 Année d'essai
(000 $)

	Solde d'ouverture (A)	Solde de clôture (B)	Solde moyen (A) + (B) / 2
Installations en service			
Selon le mémoire	**61 344**	**61 344**	**61 344**
Redressements recommandés par l'ONE			
- Élimination des coûts de l'alevinier	(1 000)	(1 000)	(1 000)
- Élimination des coûts des grillages contre les poissons	(850)	(850)	(850)
- Emprunts retournés au Gouvernement du Canada	(975)	(975)	(975)
TOTAL	**(2 825)**	**(2 825)**	**(2 825)**
Installations en service recommandées par l'ONE	58 519	58 519	58 519
Dépréciation accumulée[1]	(450)[2]	(1 350)	(900)
Installations nettes en service recommandées par l'ONE	**58 069**	**57 169**	**57 619**

1. Dépréciation accumulée fondée sur une durée de 65 ans.

2. Selon le mémoire, la CENC a commencé la dépréciation de ces actifs pendant l'année provisoire et elle n'a pris que 50 pour cent des 900 000 $ du l'imputation annuelle.

Calcul du taux de rendement de la base des taux selon le mémoire[1]

	Solde 31 mars 1985	Remboursement du principal 1985/1986	Solde 31 mars 1986	Remboursement de l'intérêt 1985/1986	Taux d'intérêt pondéré
T.N.-O - Taux hydro	57 275 761,72$	1 895 944,27$	55 379 817,45$	5 021 239,63$	8,7668%
Emprunt 1984/1985	337 000,00	16 850,00	320 150,00	43 810,00	13,0000
	57 612 761,72	**1 912 794,27**	**55 699 967,45**	**5 065 049,63**	8,7916
T.N.-O. - Taux diesel	49 571 044,12	3 511 753,69	46 059 290,43	4 720 106,35	9,5220
Emprunt 1984/1985	4 555 000,00	227 750,00	4 327 250,00	592 150,00	13,0000
	54 126 044,12	**3 739 503,69**	**50 386 540,43**	**5 312 256,35**	9,8145
Bureau régional	**177 543,88**	**10 607,18**	**166 936,70**	**16 306,99**	**9,1848**
T.N.-O. - Total partiel	107 024 349,72	5 418 305,14	101 606 044,58	9 757 652,97	9,1172
Emprunt 1984/1985	4 892 000,00	244 600,00	4 647 400,00	635 960,00	13,0000
TOTAL T.N.-O.	**111 916 349,72$**	**5 662 905,14$**	**106 253 444,58$**	**10 393 612,97$**	9,2869
Yukon - Taux hydro	123 250 785,64$	3 320 597,71$	119 930 187,93$	13 543 860,08$	10,9889
Emprunt 1984/1985	1 439 000,00	71 950,00	1 367 050,00	187 070,00	13,0000
	124 689 785,64	**3 392 547,71**	**121 297 237,93**	**13 730 930,08**	11,0121
Yukon - Taux diesel	2 040 523,39	134 460,87	1 906 062,52	237 309,22	11,6298
Emprunt 1984/1985	347 000,00	17 350,00	329 650,00	45 110,00	13,0000
	2 387 523,39	**151 810,87**	**2 235 712,52**	**282 419,22**	11,8290
Bureau régional	**43 127,27**	**1 370,89**	**41 756,38**	**4 258,82**	**9,8750**
Total partiel - Yukon	125 334 436,30	3 456 429,47	121 878 006,83	13 785 428,12	10,9989
Emprunt 1984/1985	1 786 000,00	89 300,00	1 696 700,00	232 180,00	13,0000
TOTAL - YUKON	**127 120 436,30$**	**3 545 729,47$**	**123 574 706,83$**	**14 017 608,12$**	11,1145
Field (C.-B.)	**110 874,71$**	**12 385,26$**	**98 489,45$**	**6 745,84$**	6,0843
Siège social	**1 298 196,34$**	**114 003,61$**	**1 184 192,73$**	**103 705,68**	7,9885
Total partiel - CENC	233 767 857,07$	9 001 123,48$	224 766 733,59$	23 653 532,61$	10,1184
Emprunt 1984/1985	6 678 000,00	333 900,00	6 344 100,00	868 140,00	13,0000
TOTAL - CENC	**240 445 857,07$**	**9 335 023,48$**	**231 110 833,59$**	**24 521 672,61$**	10,1984

1 Source: Pièce justificative B-7, réponse à la question 2.1(b)

Calcul du taux de rendement de la base des taux après révision[1]

	Solde 31 mars 1985	Remboursement du principal 1985/1986	Solde 31 mars 1986	Remboursement de l'intérêt 1985/1986	Taux d'intérêt pondéré
T.N.-O. - Taux hydro	53 025 048,59$	1 797 112,80$	51 227 935,79$	4 609 165,62$	8,6924%
T.N.-O. - Taux diesel	49 571 044,12	3 511 753,69	46 059 290,43	4 720 106,35	9,5219
Bureau régional	117 165,65	8 687,94	108 477,71	10 344,64	8,8291
TOTAL - T.N.O.	**102 713 258,36$**	**5 317 554,43$**	**97 395 703,93$**	**9 339 616,61$**	9,0929
Taux hydro - Yukon	122 275 785,64$	3 295 597,71$	118 980 187,93$	13 391 516,33$	10,9519
Taux diesel - Yukon	2 040 523,39	134 460,87	1 906 062,52	237 309,22	11,6298
Bureau régional	—	—	—	—	—
TOTAL - YUKON	**124 316 309,03$**	**3 430 058,58$**	**120 886 250,45$**	**13 628 825,55$**	10,9630
Field (C.-B.)	**110 874,71$**	**12 385,26$**	**98 489,45$**	**6 745,84$**	6,0842
Siège social	**1 298 196,34$**	**114 003,61$**	**1 184 192,73$**	**103 705,68$**	7,9884
Total partiel - CENC	228 438 638,44$	8 874 001,88$	219 564 636,56$	23 078 893,68$	10,1029
Emprunt 1984/1985	5 000 000,00	250 000,00	4 750 000,00	581 250,00	11,6250
TOTAL - CENC	**233 438 638,44$**	**9 124 001,88$**	**224 314 636,56$**	**23 660 143,68$**	10,1355

1 Après l'achèvement de l'enquête, la CENC a payé d'avance le principal d'environ 5 329 000 $ sur le solde des prêts non remboursés à ce moment-là. Ce paiement d'avance, avec les 5 000 000 $ des nouveaux emprunts révisés au 31 mars 1985, a entraîné un taux d'intérêt composé réduit à 10,1355 pour cent pour l'année d'essai. La composition des 5 329 000 $ est illustrée à la page 3 de l'annexe G.

Différence entre les prêts non-remboursés selon le mémoire et après révision

	Solde 31 mars 1985	Remboursement du principal 1985/1986	Solde 31 mars 1986	Remboursement des intérêts 1985/1986
Prêts à rembourser selon le mémoire (À l'exclusion des emprunts de 1984-1985)	233 767 857,07$	9 001 123,48$	224 766 733,59$	23 653 532,61$
Prêt à rembourser selon la révision (À l'exclusion des emprunts de 1984-1985)	228 438 638,44	8 874 001,88	219 564 636,56	23 078 893,68
Différence	**5 329 218,63$**	**127 121,60$**	**5 202 097,03$**	**574 638,93$**

Conciliation de la différence entre les prêts à rembourser selon le mémoire et la révision

Installations	N° du prêt	Solde 31 mars 1985	Paiement du principal 1985/1986	Solde 31 mars 1986	Paiement de l'intérêt 1985/1986
Bureau régional des T.N.-O.	175-97	60 378,23$	1 919,24$	58 458,99$	5 962,35$
Bureau régional du Yukon	I75-98	43 127,27	1 370,89	41 756,38	4 258,82
Whitehorse	A231-05	975 000,00[1]	25 000,00	950 000,00	152,343,75
Yellowknife	001-01	60 053,33	9 025,35	51 027,98	2,477,20
Yellowknife	006-01	107 855,48	3 538,05	104 317,43	8,695,85
Yellowknife	161-01	39 239,02	857,47	38 381,55	3,139,12
Yellowknife	D162-01	31 430,18	1 315,48	30 114,70	2,454,35
Yellowknife	B219-01	242 876,02	21 725,32	221 150,70	22,769,63
Snare Cascades	202-60	92 312,73	1 262,59	91 050,14	8,654,32
Snare Cascades	203-60	888 510,59	12 152,38	876 358,21	83,297,87
Snare Cascades	223-60	450 755,59	5 961,21	444 794,38	43,385,23
Snare Cascades	226-60	293 294,20	4 218,12	289 076,08	26,396,48
Snare Forks	212-49	1 523 953,99	20 340 55	1 503 613,44	158,110,22
Pine Point Mines	A228-63	520 432,00	18 434,95	501 997,05	52 693,74
Total		**5 329 218,63$**	**127 121,60$**	**5 202,097,03$**	**574 638,93$**

1 Principal payé d'avance sur Whitehorse No. 4 (voir section 4 2 4 1)

Annexe H

Résumé des emprunts à reporter dans le cadre de Whitehorse n° 4[1]

N° du prêt	Montant original de l'emprunt	Principal impayé au 31 mars 1985	Remboursement de mars 1986		Principal impayé au 31 mars 1986	Taux d'intérêt
			Principal	Intérêt		
B230-05[2]	2 575 682,13$	661 290,08$	16 956,16$	90 927,39$	644 333,92$	13,750%
A231-05[3]	5 537 662,87	4 424 221,30	113 441,57	691 284,58	4 310 779,73	15,625
A232-05	7 438 609,58	7 252 644,34	185 965,24	1 087 896,65	7 066 679,10	15,000
B232-05	11 136 034,73	10 857 633,86	278 400,87	1 574 356,91	10 579 232,99	14,500
C232-05	3 819 257,59	3 723 776,15	95 481,44	474 781,46	3 628 294,71	12,750
D232-05	16 748 480,00	16 329 768,00	418 712,00	1 959 572,16	15 911 056,00	12,000
A233-05	14 088 000,00	13 735 800,00	352 200,00	1 734 144,75	13 383 600,00	12,625
	61 343 726,90$	**56 985 133,73$**	**1 461 157,28$**	**7 612 963,90$**	**55 523 976,45$**	

1 Source: a) Pièce justificative B-5, déclarations 724-726 page 4 de 5
b) Compte rendu, page 639, volume 5, lignes 2 à 10

2 Reflète la radiation de 1 850 000 $ (voir l'annexe I pour les détails)

3 Somme de 975 000 $ du principal payée d'avance

Résumé des emprunts à remettre et à radier

Description	N° du prêt	Principal non payé au 31 mars 1985	Remboursement du principal	Remboursement de l'intérêt	Principal impayé au 31 mars 1986
1. Whitehorse n° 4	B230-05	1 850 000.00$	47 435,89$	254 375,00$	1 802 564,11$
2. Aishihik	216-57	2 641 992,68	40 660,76	267 501,76	2 601 331,92
	215-57	492 588,41	7 581,03	49 874,58	485 007,38
	211-57	963 446,05	14 385,47	99 957,53	949 060,58
	174-57	2 393 983,56	37 404,53	239 398,36	2 356 579,03
	172-57	2 095 800,73	32 745,60	209 580,07	2 063 055,13
	171-57	1 658 345,57	25 910,63	165 834,56	1 632 434,94
3. Actifs non en service					
(a) Aishihik[1]	166-57	1 530 000,00	29 030,36	128 137,50	1 500 969,64
(b) Inuvik[1]	184-06	94 742,91	16 029,26	7 934,72	78 713,65
	185-06	296 396,27	40 023,02	24 823,19	256 373,25
	100-06	129 311,52	3 288,44	10 991,48	126 023,06
	A194-06	122 442,35	7 162,01	10 407,60	115 280,34
	B194-06	59 246,36	3 465,48	5 035,94	55 780,88
	101-06	823 860,59	21 469,39	67 968,50	802 391,20
(c) Valeur cumulée des actifs généraux mis hors service[2]					
Siège social	A160-00	6 000,00	579,56	435,00	5 420,44
Diesel - Yukon	E232-14	35 000,00	1 944,45	4 112,49	33 055,55
Hydro - Yukon	009-05	230 500,40	2 930,05	19 592,53	227 570,35
	166-57	751 499,60	14 259,02	62 938,09	737 240,58
Field (C.-B.)	002-09	7 000,00	285,34	468,13	6 714,66
Bureau régional des T.N.-O.	180-97	8 505,15	566,52	744,20	7 938,63
	220-97	11 494,85	1 235,09	1 077,64	10 259,76
Diesel - T.N.-O.	A221-06	477 452,16	22 835,60	45 954,77	454 616,56
	B221-06	193 970,92	8 108,94	18 669,70	185 861,98
	A221-07	109 084,03	5 217,26	10 499,34	103 866,77
	B221-07	62 933,09	3 009,96	6 057,31	59 923,13
	C221-07	25 173,20	1 203,99	2 422,92	23 969,21
	D221-07	109 084,03	5 217,26	10 499,34	103 866,77
	E221-07	25 173,20	1 203,99	2 422,92	23 969,21

1 Source: Pièce justificative B-4 page 3-42

2 Source: Pièce justificative B-20, réponse à la question 41(a)

Résumé des emprunts à remettre et à radier

Description	N° du prêt	Principal non payé au 31 mars 1985	Remboursement du principal	Remboursement de l'intérêt	Principal impayé au 31 mars 1986
Diesel - T.N.-O (suite)	A219-11	128 834,63$	13 842,93$	12 078,25$	114 991,70$
	B219-11	4 746,53	510,00	444,99	4 236,53
	A221-11	25 173,20	1 203,99	2 422,92	23 969,21
	B221-11	9 230,14	441,47	888,40	8 788,67
	219-15	132 225,02	14 207,22	12 396,10	118 017,80
	221-15	10 908,38	521,73	1 049,93	10 386,65
	220-21	37 718,50	4 052,74	3 536,11	33 665,76
	223-21	24 799,50	1 204,01	2 324,95	23 595,49
	A219-22	44 027,55	4 730,65	4 127,58	39 296,90
	222-22	3 332,94	159,41	320,80	3 173,53
	221-23	5 034,68	240,79	484,59	4 793,89
	220-24	25 512,60	1 220,22	2 455,59	24 292,38
	220-25	12 756,34	610,10	1 227,80	12 146,24
	223-25	32 114,32	829,53	3 050,86	31 284,79
	A220-26	8 504,21	406,74	818,53	8 097,47
	B220-26	21 260,58	1 016,84	2 046,33	20 243,74
	A221-27	21 816,81	1 043,45	2 099,87	20 773,36
	B221-27	16 782,13	802,66	1 615,28	15 979,47
	C221-27	5 873,73	280,93	565,35	5 592,80
	222-29	41 662,03	1 992,62	4 009,97	39 669,41
	221-31	20 977,73	1 003,31	2 019,11	19 974,42
	221-32	30 207,87	1 444,78	2 907,51	28 763,09
	B223-34	35 784,44	924,35	3 399,52	34 860,09
	222-36	55 827,16	2 670,11	5 373,36	53 157,05
	A220-40	54 353,27	1 996,60	5 231,50	52 356,67
	B220-40	8 504,21	406,74	818,53	8 097,47
	221-43	134 257,24	6 421,25	12 922,26	127 835,99
	221-45	22 655,88	1 083,59	2 180,63	21 572,29
	A221-46	50 346,42	2 407,98	4 845,84	47 938,44
	B221-46	16 782,13	802,66	1 615,28	15 979,47
	C221-46	10 908,38	521,73	1 049,93	10 386,65
	A221-48	20 138,56	963,19	1 938,34	19 175,37
	B221-48	8 391,07	401,33	807,64	7 989,74
	A221-50	4 195,57	200,66	403,82	3 994,91
	B221-50	4 195,57	200,66	403,82	3 994,91
	A220-53	58 039,70	2 426,35	5 586,32	55 613,35
	B220-53	4 252,14	203,36	409,27	4 048,78
	221-55	1 678,27	80,26	161,53	1 598,01
	B200-88	719 319,94	64 343,33	67 436,24	654 976,61
Hydro - T.N.-O.	A177-01	40 974,70	2 364,87	3 585,29	38 609,83
	B177-01	40 974,70	2 364,87	3 585,29	38 609,83
	180-01	102 126,00	5 894,22	8 936,03	96 231,78
	181-01	280 887,29	16 211,46	24 577,64	264 675,83
	182-01	93 037,31	5 369,66	8 140,76	87 667,65
Chauffage/eau - T.N.-O.	179-06	283 839,04	18 906,40	24 835,92	264 932,64
	227-06	325 160,96	14 283,24	28 858,04	310 877,72
(d) Actifs non utilisés et utiles					
Diesel - Yukon	004-14	36 317,48	1 281,39	3 086,99	35 031,09
Hydro - Yukon	166-57 [1]	492 000,00	9 335,25	41 205,00	482 664,75

1 La somme à radier est déterminée d'après la réponse de la Commission à la question 21 de la pièce justificative B-10.

Résumé des emprunts à remettre et à radier

Description	N° du prêt	Principal non payé au 31 mars 1985	Remboursement du principal	Remboursement de l'intérêt	Principal impayé au 31 mars 1986
Diesel - T.N.-O.	006-04	52 544,53 $	1 861,15 $	4 466,29 $	50 683,38 $
	194-04	39 497,47	2 310,34	3 357,28	37 187,13
	003-08	23 181,37	821,10	1 970,42	22 360,27
	003-15	7 727,04	273,71	656,80	7 453,33
	003-16	34 772,01	1 231,66	2 955,62	33 540,35
	A194-16	112 313,49	5 745,14	9 546,65	106 568,35
	B194-16	24 488,49	1 432,40	2 081,52	23 056,09
	003-17	7 727,04	273,71	656,80	7 453,33
	197-17	117 251,23	6 293,47	10 017,35	110 957,76
	195-18	169 096,85	9 890,98	14 373,23	159 205,87
4. Sous-récupération de la dépréciation					
Diesel - Yukon	191-14	46 152,59	6 311,18	3 634,52	39 841,41
Hydro - Yukon	008-05	1 442 020,00	19 367,87	117 164,13	1 422 652,13
	166-57	3 367 000,49	63 885,77	281 986,29	3 303 114,72
	A161-05	48 853,06	1 067,56	3 908,24	47 785,50
	B161-05	97 706,27	2 135,09	7 816,50	95 571,18
	161-57	1 815 621,79	36 007,87	145 249,74	1 779 613,92
	B163-57	2 087 271,29	41 395,29	166 981,70	2 045 876,00
	164-57	2 335 894,19	46 326,02	186 871,54	2 289 568,17
	162-57	628 366,49	12 553,84	49 876,59	615 812,65
	190-05	46 208,23	6 318,77	3 638,90	39 889,46
Bureau régional des T.N.-O.	165-97	42 653,17	1 029,12	3 412,25	41 624,05
Diesel - T.N.-O.	008-06	89 152,82	2 878,69	7 355,11	86 274,13
	101-06	195 503,80	5 094,73	16 129,06	190 409,07
	006-07	495 061,36	15 985,03	40 842,56	479 076,33
	008-07	521 557,41	17 019,11	42 376,54	504 538,30
	184-04	236 857,43	40 073,13	19 836,81	196 784,30
	185-17	11 829,33	2 001,36	990,71	9 827,97
	183-19	4 758,90	805,12	398,56	3 953,76
	184-23	15 632,56	2 644,83	1 309,23	12 987,73
	184-29	14 211,41	2 404,39	1 190,21	11 807,02
	185-32	82 805,15	14 009,56	6 934,93	68 795,59
	184-35	29 670,92	4 006,54	2 484,94	25 664,38
	183-37	38 735,23	5 230,49	3 244,08	33 504,74
	183-38	47 588,27	8 051,32	3 985,52	39 536,95
	184-38	8 053,12	1 362,49	674,45	6 690,63
	183-42	19 035,40	3 220,52	1 594,21	15 814,88
	185-42	4 731,69	800,55	396,28	3 931,14
	183-47	59 592,64	8 046,92	4 990,88	51 545,72
	185-52	8 891,85	1 200,70	744,69	7 691,15
	009-06	40 839,67	1 339,69	3 292,70	39 499,98
	102-06	499 487,46	13 256,84	40 271,18	486 230,62
	003-07	81 348,81	2 668,53	6 558,75	78 680,28
	004-07	122 023,24	4 002,80	9 838,12	118 020,44
	004-17	97 117,27	3 185,82	7 830,08	93 931,45
	165-25	42 653,17	1 029,12	3 412,25	41 624,05
	165-28	83 344,26	2 010,90	6 667,54	81 333,36
	165-32	83 344,26	2 010,90	6 667,54	81 333,36
	165-44	85 306,35	2 058,23	6 824,51	83 248,12
	A165-16	77 098,69	3 198,21	6 119,71	73 900,48
	165-45	38 549,34	1 599,11	3 059,85	36 950,23
	195-18	99 079,29	5 795,44	8 421,74	93 283,85
	002-19	77 271,32	2 737,00	6 568,06	74 534,32
	002-20	251 131,94	8 895,23	21 346,21	242 236,71
	197-21	39 283,73	2 297,82	3 339,12	36 985,91

Résumé des emprunts à remettre et à radier

Description	N° du prêt	Principal non payé au 31 mars 1985	Remboursement du principal	Remboursement de l'intérêt	Principal impayé au 31 mars 1986
Diesel - T.N.-O. (suite)					
	A196-22	122 885,51$	7 187,92$	10 445,27$	115 697,59$
	B196-22	18 905,43	1 105,84	1 606,96	17 799,59
	A196-27	143 386,30	7 334,61	12 187,84	136 051,69
	B196-27	3 938,59	230,39	334,78	3 708,20
	196-28	43 325,02	2 534,20	3 682,63	40 790,82
	196-32	370 231,80	21 655,95	31 469,70	348 575,85
	197-33	39 283,73	2 297,82	3 339,12	36 985,91
	A197-37	104 494,75	6 112,21	8 882,05	98 382,54
	B197-37	268 200,39	13 719,22	22 797,03	254 481,17
	194-38	15 798,96	924,14	1 342,91	14 874,82
	A197-40	58 925,63	3 446,73	5 008,68	55 478,90
	B197-40	173 427,88	6 909,79	14 741,37	166 518,09
	C197-40	15 713,42	919,14	1 335,64	14 794,28
	197-47	10 999,48	643,38	934,96	10 356,10
	196-48	11 815,87	691,15	1 004,35	11 124,72
	197-50	41 640,73	2 435,70	3 539,46	39 205,03
	195-55	126 200,52	7 381,85	10 727,04	118 818,67
	188-04	111 074,82	15 189,01	8 747,14	95 885,81
Hydro - T.N.-O.	003-13	495 061,36	15 985,03	40 842,56	479 076,33
	184-02	80 531,51	13 624,87	6 774,51	66 906,64
	185-13	18 926,93	3 202,18	1 585,13	15 724,75
	161-01	9 614,04	210,09	769,12	9 403,95
	A165-13	56 178,57	1 013,01	4 494,29	55 165,56
	132-49	168 535,72	3 039,04	13 482,86	165 496,68
	161-49	1 276 124,74	23 011,17	102 089,98	1 253 113,57
	006-01	111 786,19	3 667,00	9 012,76	108 119,19
	004-13	412 748,80	13 539,69	33 277,87	399 209,11
	005-01	540 899,87	19 158,91	45 976,49	521 740,96
	196-02	90 588,62	5 298,80	7 700,03	85 289,82
	003-10	3 090,91	109,47	262,73	2 981,44
	194-10	15 798,96	924,14	1 342,91	14 874,82
Total des prêts à remettre et à radier		**41 881 504,71$**	**1 269 981,14$**	**3 778 057,44$**	**40 611 523,57$**

Annexe J

Calcul du taux de rendement recommandé de la base des taux

	Solde 31 mars 1985	Remboursement du principal 1985/1986	Solde 31 mars 1986	Remboursement de l'intérêt 1985/1986	Taux d'intérêt pondéré
Hydro - T.N.-O.	49 187 162,37$	1 662 124,32$	47 525 038,05$	4 292 729,37$	8,7273 %
Diesel - T.N.-O.	38 689 647,68	2 880 735,35	35 808 912,33	3 777 344,99	9,7632
Bureau régional	54 512,48	5 857,21	48 655,27	5 110,55	9,3750
TOTAL - T.N.-O.	**87 931 322,53$**	**4 548 716,88$**	**83 382 605,65$**	**8 075 184,91$**	9,1835
Hydro - Yukon	38 321 553,10$	1 343 703,76$	36 977 849,34$	3 276 663,82$	8,5504
Diesel - Yukon	1 923 053,32	124 918,85	1 798 134,47	226 475,22	11,7769
Bureau régional	–	–	–	–	–
TOTAL - YUKON	**40 244 606,42$**	**1 468 622,61$**	**38 775 983,81$**	**3 503 139,04$**	8,7046
Field (C.-B.)	**103 874,71$**	**12 099,92$**	**91 774,79$**	**6 277,71$**	6,0435
Siège social	**1 292 196,34$**	**113 424,05$**	**1 178 772,29$**	**103 270,68$**	7,9919
Total partiel - CENC	129 572 000,00	6 142 863,46	123 429 136,54	11 687 872,34	9,0204
Emprunt 1984-1985	5 000 000,00	250 000,00	4 750 000,00	581 250,00	11,6250
Emprunt sans intérêt	7 500 000,00	–	7 500 000,00	–	–
TOTAL - CENC	**142 072 000,00$**	**6 392 863,46$**	**135 679 136,54$**	**12 269 122,34$**	8,6358

Détails des redressements aux besoins de recettes de l'année d'essai

Les détails des redressements recommandés par l'Office aux besoins de recettes de l'année d'essai, pour chaque centre coût et chaque zone tarifaire, sont indiqués aux tableaux K-1 à K-10 présentés dans cette annexe.

Tableau K-1

Besoin de recettes du siège social pour l'année d'essai (000 $)

Détails particuliers	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE	Recommandé par l'ONE
Coût du service			
Administration et frais généraux			
Traitements et salaires	4 251	–	4 251
Combustible	–	–	–
Fournitures et services	1 933	(58)[1]	1 875
Frais de déplacement	466	(14)[1]	452
Total	6 650	(72)	6 578
Dépense de dépréciation	102	–	102
TOTAL DU COÛT DU SERVICE	6 752	(72)	6 680
Moins Virement sortant	694[2]	–	694
Moins Revenu d'intérêt	1 089	(589)[3]	500
COÛT NET DU SERVICE	4 969	517	5 486
Rendement	215	(13)[4]	202
TOTAL DES BESOINS DE RECETTES	5 184	504	5 688
Moins. Autres déductions	–	–	–
BESOIN NET DE RECETTES	**5 184**	**504**	**5 688**
Répartition des besoins nets de recettes du siège social entre les zones tarifaires[5]			
Yukon - Hydro	617	17	634
- Diesel	169	36	205
Total Yukon	786	53	839
T.N.-O - Hydro	1 067	127	1 194
- Diesel	2 834	574	3 408
- Chauffage	345	(147)	198
- Eau et égouts	124	(110)	14
Total T.N.-O	4 370	444	4 814
Field (C.-B.)	28	7	35
BESOIN NET DE RECETTES	**5 184**	**504**	**5 688**

1 Reflète le redressement de 3 pour cent vers le bas, voir section 6.2.5
2 Frais généraux et d'administration attribués aux projets d'immobilisations
3 Reflète la recommandation de l'Office donnée à la section 6.6.1
4 Reflète la recommandation de l'Office donnée aux sections 4.13 et 5.4
5 Voir la section 6.6 pour une description de la méthode de répartition

Tableau K-2

Besoin de recettes du bureau régional du Yukon pour l'année d'essai
(000 $)

Détails particuliers	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE	Recommandé par l'ONE
Coût du service			
Administration et frais généraux			
Traitements et salaires	305	—	305
Combustible	—	—	—
Fournitures et services	39	(1)[1]	38
Frais de déplacement	59	(2)[1]	57
Total	403	(3)	400
Dépense de dépréciation	2	—	2
TOTAL DU COÛT DU SERVICE	405	(3)	402
Moins: Virement sortant	—	—	—
COÛT NET DU SERVICE	405	(3)	402
Rendement	5	—[2]	5
TOTAL DES BESOINS DE RECETTES	410	(3)	407
Moins: Autres déductions	—	—	—
BESOIN NET DE RECETTES	**410**	**(3)**	**407**
Répartition des besoins de recettes nettes du bureau régional du Yukon entre les zones tarifaires[3]			
Yukon - Hydro	322	(2)	320
- Diesel	88	(1)	87
Total	**410**	**(3)**	**407**

1 Reflete le redressement de 3 pour cent vers le bas, voir section 6 2 5
2 Reflete la recommandation de l'Office donnée aux sections 4 13 et 5 4
3 Pour une description de la methode de répartition, voir section 6 7

Tableau K-3

Besoin de recettes du bureau régional des T.N.-O. pour l'année d'essai
(000 $)

Détails particuliers	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE	Recommandé par l'ONE
Coût du service			
Administration et frais généraux			
Traitements et salaires	88	–	88
Combustible	–	–	–
Fournitures et services	61	(2)[1]	59
Frais de déplacement	32	(1)[1]	31
Total	181	(3)	178
Dépense de dépréciation	7	(3)[2]	4
TOTAL DU COÛT DU SERVICE	188	(6)	182
Moins: Virement sortant	–	–	–
COÛT NET DU SERVICE	188	(6)	182
Rendement	18	(11)[3]	7
TOTAL DES BESOINS DE RECETTES	206	(17)	189
Moins: autres déductions	–	–	–
BESOIN NET DE RECETTES	**206**	**(17)**	**189**
Répartition des besoins de recettes nettes du bureau régional des T.N.-O. entre les zones tarifaires[4]			
T.N.-O. - Hydro	50	(1)	49
- Diesel	134	(4)	130
- Chauffage	16	(7)	9
- Eau et égouts	6	(5)	1
Total	**206**	**(17)**	**189**

1 Reflète le redressement de 3 pour cent vers le bas, voir section 6.2.5
2 Reflète la recommandation de l'Office donnée à la section 4.13
3 Reflète la recommandation de l'Office donnée aux sections 4.13 et 5.4
4 Voir section 6.7 pour la description de la méthode de répartition

Tableau K-4

Besoin de recettes de la zone tarifaire hydro du Yukon pour l'année d'essai
(000 $)

Détails particuliers	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE	Recommandé par l'ONE
Coût du service			
Dépenses d'exploitation			
Traitements et salaires	1 396	—	1 396
Combustible	127	8[1]	135
Fournitures et services	2 028	(61)[2]	1 967
Frais de déplacement	229	(7)[2]	222
Total	3 780	(60)	3 720
Dépréciation			
Installations en service	4 228	(1 726)[3]	2 502
Actifs de classification spéciale (Whitehorse No. 4)	—	900[4]	900
TOTAL DU COÛT DU SERVICE	8 008	(886)	7 122
Moins: Virement sortant[5]	9	—	9
COÛT NET DU SERVICE	7 999	(886)	7 113
Rendement	11 059	(7 533)[6]	3 526
Attribution du bureau régional	322	(2)[7]	320
Attribution du siège social	617	17[8]	634
TOTAL DES BESOINS DE RECETTES	19 997	(8 404)	11 593
Moins: Autres déductions[9]	47	—	47
BESOINS NETS DE RECETTES	**19 950**	**(8 404)**	**11 546**

1 Reflète la recommandation de l'Office donnée à la section 6.2.4
2 Reflète le redressement de 3 pour cent vers le bas voir section 6.2.5
3 Reflète les redressements aux installations en service, y compris l'élimination de Whitehorse n° 4 de la rubrique installations en service voir section 4.13
4 Dépréciation de Whitehorse n° 4 , voir section 4.13
5 Recouvrement des installations d'employés, y compris le loyer payé à la Commission par les employés occupant les logements qu'elle fournit
6 Reflète la recommandation de l'Office donnée aux sections 4.13 et 5.4
7 Voir tableau K-2 de l'annexe K
8 Voir tableau K-1 de l'annexe K
9 Les autres déductions découlent de l'évaluation de l'utilisation conjointe des redevances de raccordement et d'autres recettes diverses

Tableau K-5

Besoin de recettes de la zone tarifaire Diesel du Yukon pour l'année d'essai (000 $)

Détails particuliers	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE	Recommandé par l'ONE
Coût du service			
Dépenses d'exploitation			
Traitements et salaires	381	—	381
Combustible	999	—	999
Fournitures et services	257	(8)[1]	249
Frais de déplacement	67	(2)[1]	65
Total	1 704	(10)	1 694
Dépense de dépréciation	143	—	143
TOTAL DU COÛT DU SERVICE	1 847	(10)	1 837
Moins: Virement sortant[2]	17	—	17
COÛT NET DU SERVICE	1 830	(10)	1 820
Rendement	246	(40)[3]	206
Attribution du bureau régional	88	(1)[4]	87
Attribution du siège social	169	36[5]	205
TOTAL DES BESOINS DE RECETTES	2 333	(15)	2 318
Moins: Autres déductions[6]	13	—	13
BESOIN NET DE RECETTES	**2 320**	**(15)**	**2 305**

1 Reflète le redressement de 3 pour cent vers le bas, voir section 6.2.5

2 Le recouvrement des installations d'employés comprend a) le loyer payé à la Commission par les employés occupant les logements qu'elle fournit b) une redevance de service public égale à 70 $ par mois qui lui est payée par chaque employé résidant dans le Nord

3 Reflète la recommandation de l'Office donnée aux sections 4.1.3 et 5.4

4 Voir tableau K-2 de l'annexe K

5 Voir tableau K-1 de l'annexe K

6 Les autres déductions découlent de l'évaluation de l'utilisation conjointe, des redevances de raccordement et d'autres recettes diverses

Tableau K-6

**Besoin de recettes de la zone tarifaie de field (C.-B.)
pour l'année d'essai
(000 $)**

Détails particuliers	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE	Recommandé par l'ONE
Coût du service			
Dépenses d'exploitation			
Traitements et salaires	62	—	62
Combustible	133	—	133
Fournitures et services	120	(4)[1]	116
Frais de déplacement	5	—[1]	5
Total	320	(4)	316
Dépense de dépréciation	2	—	2
TOTAL DU COÛT DU SERVICE	322	(4)	318
Moins: Virement sortant[2]	4	—	4
COÛT NET DU SERVICE	318	(4)	314
Rendement	6	—[3]	6
Attribution du siège social	28	7[4]	35
TOTAL DES BESOINS DE RECETTES	352	3	355
Moins: Autres déductions[5]	6	—	6
BESOIN NET DE RECETTES	**346**	**3**	**349**

1 Reflete le redressement de 3 pour cent vers le bas voir section 6 2 5
2 Le recouvrement des installations d'employes comprend a) le loyer paye a la Commission par les employes occupant les logements qu'elle fournit et b) une redevance de service public egale a 70 $ par mois et qui lui est payee par chaque employe residant dans le Nord
3 Reflete la recommandation de l'Office donnee aux sections 4 13 et 5 4
4 Voir tableau K 1 de l'annexe K
5 Les autres deductions decoulent de l'evaluation de l'utilisation conjointe, des redevances de raccordement et d'autres recettes diverses

Tableau K-7

Besoin de recettes de la zone tarifaire hydro des T.N.-O. pour l'année d'essai (000 $)

Détails particuliers	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE	Recommandé par l'ONE
Coût du service			
Dépenses d'exploitation			
Traitements et salaires	2 410	—	2 410
Combustible	2 370	—	2 370
Fournitures et services	2 497	(141)[1,2]	2 356
Frais de déplacement	435	(13)[1]	422
Total	7 712	(154)	7 558
Dépense de dépréciation	2 927	(659)[3]	2 268
TOTAL DU COÛT DU SERVICE	10 639	(813)	9 826
Moins: Virement sortant[4]	63	—	63
COÛT NET DU SERVICE	10 576	(813)	9 763
Rendement	4 405	(694)[5]	3 711
Attribution du bureau régional	50	(1)[6]	49
Attribution du siège social	1 067	127[7]	1 194
TOTAL DES BESOINS DE RECETTES	16 098	(1 381)	14 717
Moins: Autres déductions[8]	94	—	94
BESOIN NET DE RECETTES	**16 004**	**(1 381)**	**14 623**

1 Reflete le redressement de 3 pour cent vers le bas, voir section 6.2.5
2 Reduit en plus de 65 800 $ etant donne le programme d'evaluation des actifs immobilises, voir section 6.2.5
3 Reflete la recommandation de l'Office donnee a la section 4.1.3
4 Le recouvrement des installations d'employes comprend le loyer paye a la Commission par les employes occupant les logements qu'elle fournit
5 Reflete la recommandation de l'Office donnee aux sections 4.1.3 et 5.4
6 Voir tableau K-3 de l'annexe K
7 Voir tableau K-1 de l'annexe K
8 Les autres deductions decoulent de l'evaluation d'utilisation conjointe des redevances de raccordement et d'autres recettes diverses

Tableau K-8

Besoin de recettes de la zone tarifaire diesel des T.N.-O. pour l'année d'essai (000 $)

Détails particuliers	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE	Recommandé par l'ONE
Coût du service			
Dépenses d'exploitation			
Traitements et salaires	6 397	—	6 397
Combustible	21 183	—	21 183
Fournitures et services	9 127	(327)[1,2]	8 800
Frais de déplacement	1 190	(36)	1 154
Total	37 897	(363)	37 534
Dépense de dépréciation	4 575	(105)[3]	4 470
Amortissement des crédits reportés	—	(228)[4]	(228)
TOTAL DU COÛT DU SERVICE	42 472	(696)	41 776
Moins: Virement sortant[5]	369	—	369
COÛT NET DU SERVICE	42 103	(696)	41 407
Rendement	5 412	(1 295)[6]	4 117
Attribution du bureau régional	134	(4)[7]	130
Attribution du siège social	2 834	574[8]	3 408
TOTAL DES BESOINS DE RECETTES	50 483	(1 421)	49 062
Moins: Autres déductions[9]	251	—	251
BESOIN NET DE RECETTES	**50 232**	**(1 421)**	**48 811**

1 Reflète le redressement de 3 pour cent vers le bas, voir section 6.2.5
2 Réduit en plus de 53 800 $ étant donné le programme d'évaluation des actifs immobilisés, voir section 6.2.5
3 Reflète la recommandation de l'Office donnée à la section 4.13
4 Somme annuelle devant amortir d'autres crédits reportés associés à l'excédent du produit de l'assurance par rapport à la valeur comptable nette des actifs détruits dans l'incendie à Inuvik, voir section 6.4
5 Le recouvrement des installations d'employés comprend a) le loyer payé à la Commission par les employés occupant les logements qu'elle fournit et b) une redevance de service public égale à 70 $ par mois et qui lui est payée par chaque employé résidant dans le Nord
6 Reflète la recommandation de l'Office donnée aux sections 4.13 et 5.4
7 Voir tableau K-3 de l'annexe K
8 Voir tableau K-1 de l'annexe K
9 Les autres déductions découlent de l'évaluation de l'utilisation conjointe, des redevances de raccordement et d'autres recettes diverses

Tableau K-9

Besoin de recettes de la zone tarifaire de chauffage des T.N.-O. pour l'année d'essai
(000 $)

Détails particuliers	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE	Recommandé par l'ONE
Coût du service			
Dépenses d'exploitation			
Traitements et salaires	778	—	778
Combustible	4 606	(56)[1]	4 550
Fournitures et services	509	(15)[2]	494
Frais de déplacement	72	(2)[2]	70
Total	5 965	(73)	5 892
Dépense de dépréciation	335	(13)[3]	322
Amortissement des crédits reportés	—	(41)[4]	(41)
TOTAL DU COÛT DU SERVICE	6 300	(127)	6 173
Moins: Virement sortant[5]	27	—	27
COÛT NET DU SERVICE	6 273	(127)	6 146
Rendement	668	(183)[6]	485
Attribution du bureau régional	16	(7)[7]	9
Attribution du siège social	345	(147)[8]	198
TOTAL DES BESOINS DE RECETTES	7 302	(464)	6 838
Moins: Autres déductions	—	—	—
BESOIN NET DE RECETTES	**7 302**	**(464)**	**6 838**

1 Le redressement reflète l'erreur reconnue par la CENC dans la répartition des coûts de combustible entre la zone tarifaire de chauffage et la zone tarifaire d'eau et d'égouts
2 Reflète le redressement de 3 pour cent vers le bas, voir section 6.2.5
3 Reflète la recommandation de l'Office donnée à la section 4.13
4 Somme annuelle devant amortir d'autres crédits reportés associés à "l'excédent du produit de l'assurance par rapport à la valeur comptable nette des actifs détruits dans l'incendie à Inuvik", voir section 6.4
5 Le recouvrement des installations d'employés comprend, a) le loyer payé à la Commission par les employés les logements qu'elle fournit et b) une redevance de service public égale à 70 $ par mois et qui lui est payée par les employés résidant dans le Nord
6 Reflète la recommandation de l'Office donnée aux sections 4.13 et 5.4
7 Voir tableau K-3 de l'annexe K
8 Voir tableau K-1 de l'annexe K

Tableau K-10

Besoin de recettes de la zone tarifaire d'eau et d'égout des T.N.-O. pour l'année d'essai (000 $)

Détails particuliers	Selon le mémoire	Redressements de l'ONE	Recommandé par l'ONE
Coût du service			
Dépenses d'exploitation			
Traitements et salaires	280	—	280
Combustible	165	56[1]	221
Fournitures et services	208	(6)[2]	202
Frais de déplacement	17	(1)[2]	16
Total	670	49	719
Dépense de dépréciation	5	(1)[3]	4
Amortissement des crédits reportés	—	(2)[4]	(2)
TOTAL DU COÛT DU SERVICE	675	46	721
Moins: Virement sortant[5]	10	—	10
COÛT NET DU SERVICE	665	46	711
Rendement	18	(6)[6]	12
Attribution du bureau régional	6	(5)[7]	1
Attribution du siège social	124	(109)[8]	15
TOTAL DES BESOINS DE RECETTES	813	(74)	739
Moins: Autres déductions[9]	332	—	332
BESOIN NET DE RECETTES	**481**	**(74)**	**407**

1 Le redressement reflète l'erreur reconnue par la CENC dans la répartition des coûts de combustible entre la zone tarifaire de chauffage et la zone tarifaire d'eau et d'égouts
2 Reflète le redressement de 3 pour cent vers le bas, voir section 6.2.5
3 Reflète la recommandation de l'Office donnée à la section 4.13
4 Somme annuelle devant amortir d'autres crédits reportés associés à "l'excédent du produit de l'assurance par rapport à la valeur comptable nette des actifs détruits dans l'incendie à Inuvik", voir section 6.4
5 Le recouvrement des installations d'employés comprend: a) le loyer payé à la Commission par les employés occupant les logements qu'elle fournit et b) une redevance de service public égale à 70 $ par mois et qui lui est payée par les employés résidant dans le Nord
6 Reflète la recommandation de l'Office donnée aux sections 4.13 et 5.4
7 Voir tableau K-3 de l'annexe K
8 Voir tableau K-1 de l'annexe K
9 Ceci représente les recettes de l'exploitation sous contrat du réseau d'eau de Fort McPherson pour le gouvernement des T.N.-O.

Détails des besoins de recettes de l'année d'essai, par classe de clients et dans chaque zone tarifaire selon les recommandations de l'Office

Les tableaux L-1 à L-7 décrivent les besoins de recettes recommandés par classe de clients dans chaque zone tarifaire et fondés sur les recommandations de l'Office exposées au chapitre 7 sur la répartition des coûts.

Tableau L-1

Zone tarifaire hydro du Yukon. Besoin de recettes recommandé par l'Office pour l'année d'essai (en dollars)

Classe de clients	Coût lié à la demande	Coût lié à l'énergie	Coût lié au client	Attribution directe	Redevances (Crédit) particulières du client)	Coût total
Résidentielle	611 765	162 305	121 130	–	–	895 200
Commerciale	363 438	119 245	36 625	–	–	519 308
En vrac	5 360 116	2 150 173[1]	57 077	–	–	7 567 366
Industrielle (primaire)	867 793	397 482	22 801	–	248 211[1]	1 536 287
Industrielle (secondaire)	515 429	480 290	4 591	–	–	1 000 310
Éclairage des rues	9 812	2 852	331	12 951	–	25 946
Besoin de recettes du Yukon - Hydro						**11 544 417**

1 Comprend 183 734 $ en redevances particulières sur des actifs attribués spécifiquement à YECL selon le mémoire de la CENC

2 À Cyprus Anvil comprend 240 890 $ des coûts de la ligne de transport de Whitehorse à Faro attribues en particulier à Cyprus Anvil plus 7 321 $ des actifs d'attribution particulière selon le mémoire de la CENC

Tableau L-2

Zone tarifaire diesel du Yukon. Besoin de recettes recommandé par l'Office pour l'année d'essai (en dollars)

Classe de clients	Coût lié à la demande	Coût lié à l'énergie	Coût lié au client	Attribution directe	Redevances (Crédit) particulières du client)	Coût total
Résidentielle	431 918	611 961	131 255	–	–	1 175 134
Commerciale	385 278	665 142	42 512	–	–	1 092 932
Éclairage des rues	8 929	18 584	239	10 928	–	38 680
Besoin de recettes du Yukon - diesel						**2 306 746**

Tableau L-3

Zone tarifaire de field (C.-B.)
Besoin de recettes recommandé par l'Office pour l'année d'essai
(en dollars)

Classe de clients	Coût lié à la demande	Coût lié à l'énergie	Coût lié au client	Attribution directe	Redevances (Crédit) particulières du client)	Coût total
Résidentielle	29 841	75 416	26 616	–	–	131 873
Commerciale	47 966	149 421	6 009	–	–	203 396
Éclairage des rues	2 117	7 612	159	3 355	–	13 243
Besoin de recettes de Field (C.-B.)						**348 512**

Tableau L-4

Zone tarifaire hydro des T.N.-O.
Besoin de recettes recommandé par l'Office pour l'année d'essai
(en dollars)

Classe de clients	Coût lié à la demande	Coût lié à l'énergie	Coût lié au client	Attribution directe	Redevances (Crédit) particulières du client)	Coût total
Résidentielle	1 124 687[1]	466 393	460 056	–	–	2 051 136
Commerciale	742 771[2]	380 004	123 569	–	–	1 246 344
En vrac	2 448 900	1 823 083	13 901	–	6 280[3]	4 292 164
Industrielle	3 477 328	3 455 929	40 920	–	(9 500)[4]	6 964 677
Éclairage des rues	22 294[5]	11 325	946	33 538	–	68 103
Besoin de recettes des T.N.-O. - Hydro						**14 622 424**
Paiement de Pine Point Mines selon le contrat				872 287		

1 Comprend la redevance particulière à la classe de taux pour le transit sur la ligne de Con - 1 910 $
2 Comprend la redevance particulière à la classe de taux pour le transit sur la ligne de Con - 1 264 $
3 Redevances particulières à ICG pour le transit sur la ligne de Con
4 Crédit particulier a Con Mines pour le transit d'electricite sur sa ligne
5 Comprend la redevance particulière à la classe de taux pour le transit sur la ligne de Con - 46 $

Tableau L-5

Zone tarifaire diesel des T.N.-O.
Besoin de recettes recommandé par l'Office pour l'année d'essai
(en dollars)

Classe de clients	Coût lié à la demande	Coût lié à l'énergie	Coût lié au client	Attribution directe	Redevances (Crédit) particulières du client)	Coût total
Résidentielle	7 511 305	14 394 635	2 195 058	–	–	24 100 998
Commerciale	6 169 041	14 456 770	761 076	–	–	21 386 887
"En vrac"[1]	422 784	1 211 613	15 648	–	–	1 650 045
Industrielle (primaire)	163 554	466 005	82 779	–	–	712 338
Éclairage des rues	216 111	537 959	11 642	194 804	–	960 516
Besoin de recettes des T.N.-O - Diesel						**48 810 784**

1 La CENC a identifié les clients de cette classe comme Transport Canada et le G.T.N.-O. qui sont desservis à la tension primaire.

Tableau L-6

Zone tarifaire hydro des T.N.-O.
Besoin de recettes recommandé par l'Office pour l'année d'essai
(en dollars)

	Inuvik	Frobisher Bay	Total
Total des coûts au titre des installations	3 686 342	2 179 032	5 865 374
Coût du siège social	104 194	94 657	198 851
Coût du bureau régional	4 770	4 230	9 000
Dépréciation	204 000	118 000	322 000
Amortissement du crédit reporté	(41 000)	–	(41 000)
Rendement de la base des taux	286 114	199 338	485 452
Total des besoins de recettes	**4 244 420**	**2 595 257**	**6 839 677**

Tableau L-7

Zone tarifaire d'eau et d'égouts des T.N.-O.
Besoin de recettes recommandé par l'Office
pour l'année d'essai
(en dollars)

Total des coûts au titre des installations	466 550
Coûts du siège social	14 496
Coûts du bureau régional	1 000
Dépréciation	4 000
Amortissement du crédit reporté	(2 000)
Rendement de la base des taux	12 000
Coût du contrat de Fort McPherson	243 000
Recette du contrat de Fort McPherson (comprend l'évaluation des frais généraux)	(332 000)
Total des besoins de recettes	**407 046**